



Table des matières

- Enbridge aujourd'hui
- Lettre aux actionnaires
- Informations à l'intention des investisseurs

Enbridge aujourd'hui

Enbridge est la plus grande entreprise d'infrastructure énergétique en Amérique du Nord avec un vaste réseau de livraison de pétrole brut, de gaz naturel et d'énergie renouvelable. Notre objectif est de fournir de l'énergie qui assurent la qualité de vie, de manière sûre et fiable. Notre équipe est composée de 13 000 personnes qui démontrent chaque jour enthousiasme et ingéniosité pour appuyer cette mission.

Nous relierons l'approvisionnement en énergie aux meilleurs marchés d'Amérique du Nord par le biais de nos trois activités principales et de notre activité croissante de production d'énergie renouvelable afin de fournir l'énergie essentielle à la vie de tous les jours qui est le moteur de notre économie.



Liquids Pipelines transporte environ 25 % de la demande de pétrole brut en Amérique du Nord, desservant 12 millions de barils par jour (bpj) de capacité de raffinage, reliant les producteurs aux meilleurs marchés du Midwest américain, de la côte du golfe du Mexique et de l'est du Canada.



Gas Transmission and Midstream transporte près de 20 % du gaz naturel consommé aux États-Unis et relie les principaux marchés résidentiels, industriels et commerciaux totalisant environ 170 millions de personnes ainsi que les installations de production d'électricité partout sur le continent.

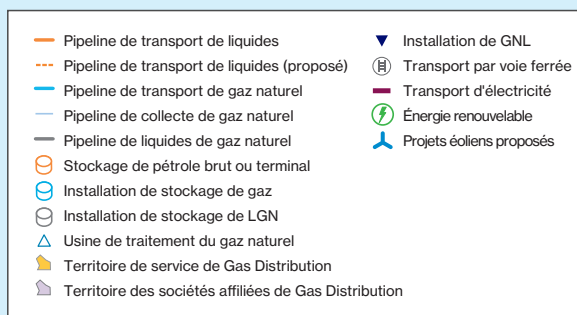
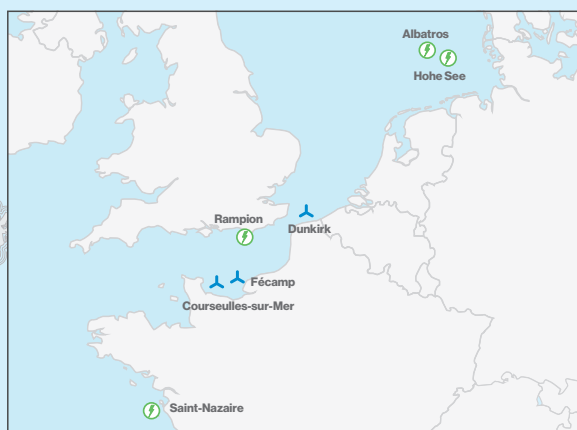
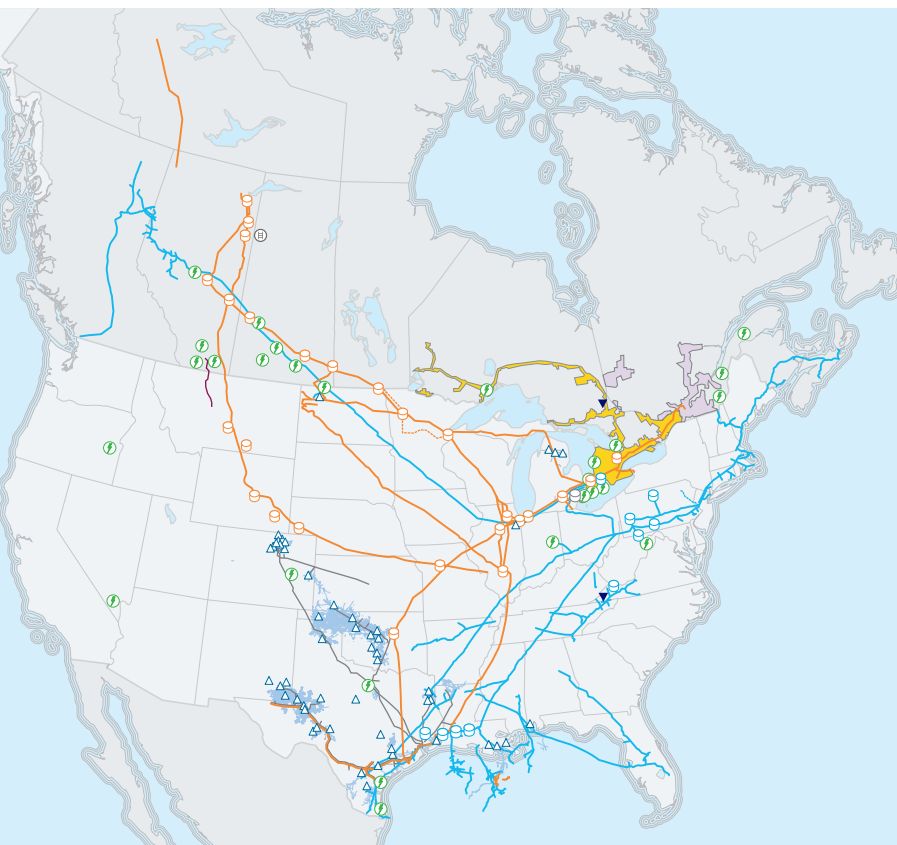


Gas Distribution and Storage

(Enbridge Gas) est le plus grand service de distribution de gaz naturel en Amérique du Nord en termes de débit et dessert environ 12 millions de personnes avec 3,8 millions de raccords en Ontario et au Québec.

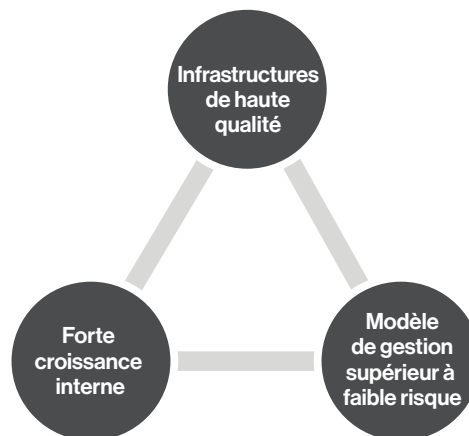


Renewable Power Generation détient des intérêts dans plus de 30 installations de production d'énergie renouvelable, avec une présence croissante dans le secteur éolien offshore en Europe. Nos installations en exploitation ont la capacité de produire environ 1 750 MW (propriété nette) d'énergie sans émissions de CO₂ en Amérique du Nord et en Europe, ce qui est suffisant pour alimenter environ 700 000 foyers.

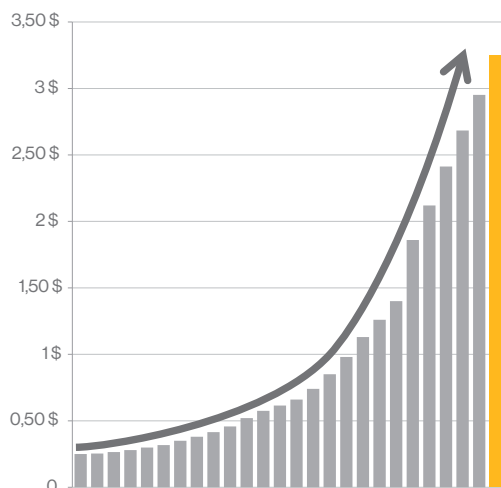


Notre proposition de valeur est simple et cohérente : nous investissons dans des actifs à long terme de haute qualité qui s'inscrivent dans notre modèle économique à faible risque et génèrent des flux de trésorerie stables et prévisibles et une forte croissance organique. Nous appelons cela notre modèle commercial Service public-Pipeline et cela est illustré dans notre proposition de valeur en triangle.

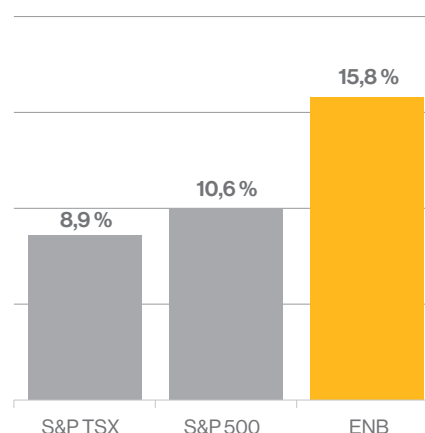
Notre modèle de gestion s'est avéré efficace et a créé de la valeur à long terme pour les actionnaires. Nous avons généré une croissance du dividende pendant 25 années consécutives et nous avons battu des records en ce qui concerne le S&P 500 à raison de plus de 15 % au cours de la même période.



Croissance des dividendes (1995 – 2020)



Rendement total pour les actionnaires (1995 – 2019)



Notre approche des affaires est guidée par nos valeurs de sécurité, d'intégrité et de respect.

Ces valeurs nous aident à établir la confiance avec nos employés, nos abonnés et les centaines de collectivités que nous desservons en Amérique du Nord.

Nous dialoguons régulièrement avec divers intervenants et groupes autochtones qui vivent et travaillent à proximité de nos exploitations et notre objectif est de tisser des relations à long terme en répondant aux préoccupations, en respectant la culture et en concevant des projets qui créent des avantages mutuels. Nous croyons fermement au soutien des collectivités où nous vivons et travaillons en leur donnant en retour et en contribuant à leur force et à leur vitalité.

Notre priorité est de protéger notre personnel, nos collectivités et l'environnement, et nous pensons que tous les incidents peuvent être évités. La sécurité n'est pas seulement une valeur; c'est le fondement même de notre entreprise.

Lettre aux actionnaires

Nous sommes très heureux d'annoncer que 2019 a été une nouvelle fois une excellente année pour Enbridge et nos investisseurs. Nous avons engendré de solides résultats d'exploitation et financiers, fait avancer nos priorités stratégiques et nous nous sommes concentrés sur le renforcement de la sécurité et de la fiabilité de nos actifs.

Réalisation de notre plan triennal

2019 a marqué la dernière année du plan triennal que nous avons établi suite à l'acquisition de Spectra Energy en 2017. En mettant Spectra dans le giron, nous avons accéléré notre stratégie gazière et étendu notre présence aux États-Unis et, aujourd'hui, il est encore plus clair que c'était la bonne chose à faire. Non seulement, cela a permis de diversifier notre composition d'actifs, l'ensemble de nos possibilités et notre géographie, ce qui nous a rendus plus solides. Cela a également repositionné Enbridge pour l'avenir et l'évolution du paysage énergétique.

Au cours des trois dernières années, nous avons achevé l'intégration de Spectra et dépassé les synergies ciblées par cette opération et nous avons considérablement simplifié notre structure d'entreprise. Nous avons vendu des actifs non essentiels à notre avenir pour 8 milliards de dollars, nous avons considérablement renforcé notre bilan et notre souplesse financière et nous avons mis en service des nouveaux projets pour 28 milliards de dollars. Compte tenu de la solidité de notre entreprise et de nos perspectives de croissance, nous avons augmenté le dividende de 10 % par an au cours des trois dernières années. Cela a contribué à une rentabilité totale pour l'actionnaire de 30 % en 2019 et à un excellent résultat pour les actionnaires.

Retour en arrière sur 2019

Nous avons réalisé d'excellents progrès concernant nos priorités stratégiques l'an dernier, en particulier en mettant l'accent sur l'optimisation de notre base d'actifs, l'amélioration des rendements et l'extension de nos perspectives de croissance, tout en préservant notre solidité financière et notre modèle de gestion à faible risque.

- Nous avons généré des résultats financiers records et un flux de trésorerie distribuable (DCF) par action de 4,57 \$, tout en haut de notre fourchette de référence. Dette à la fin de l'année : le BAIIA était de 4,5x, ce qui se rapproche de notre objectif anticipé de 4,5–5,0x. Nous avons augmenté notre dividende annuel de 2020 d'environ 10 %, c'est-à-dire 3,24 \$ par action, ce qui marque 25 années consécutives d'augmentation du dividende pour nos actionnaires.



Gregory L. Ebel

Président du conseil
d'administration

Al Monaco

Président et
directeur général

- Nous avons renforcé nos activités de base en passant à une production de 100 000 barils par jour avec un débit optimal au sein de notre réseau principal, en concluant notre première formule tarifaire en 28 ans pour notre réseau de Texas Eastern et en tirant parti des synergies de la fusion de nos services publics de gaz naturel en Ontario.
- Nous avons mis en service des nouveaux projets pour 9 milliards de dollars, y compris pour le tronçon canadien du projet de remplacement de la canalisation 3 (L3RP), le pipeline de Grey Oak sur la côte américaine du golfe du Mexique et le projet éolien en mer (Hohe See offshore) en Allemagne.
- Nous avons développé des projets de croissance garantis pour 11 milliards de dollars qui sont diversifiés, à faible risque et efficaces en termes de capital. Il s'agit notamment du tronçon américain du projet L3RP, des projets de modernisation de Gas Transmission & Midstream, du projet de croissance et d'expansion des abonnés au sein de notre service public et d'un projet éolien offshore en France.

30 % de rendement total pour les actionnaires

3 ans d'augmentation de 10 % du dividende

25 années consécutives d'augmentation du dividende

- Nous avons fait avancer notre stratégie d'exportation d'énergie en annonçant de nouveaux projets sur la côte américaine du golfe du Mexique qui augmentent notre chaîne de valeur intégrée et tirent parti de notre tracé existant, notamment grâce à l'acquisition du projet de développement pipelinier de Rio Bravo et à une option d'achat d'intérêts dans un terminal d'exportation de pétrole offshore TGTB.

- Nous avons continué d'améliorer notre rendement sur le plan des facteurs environnementaux sociaux et de gouvernance (ESG) et leur divulgation, notamment en engendrant des débouchés économiques s'élevant à 450 millions de dollars pour les groupes autochtones situés le long de notre emprise de la canalisation 3 au Canada; nous avons émis notre premier rapport sur le climat qui décrit les risques liés au climat que nous courons, nos stratégies et notre approche en matière de transition énergétique; enfin, nous avons fait progresser notre stratégie en matière de diversité afin de porter le nombre de femmes siégeant au conseil d'administration à 42 % et à près de 30 % au niveau des postes de direction.

Défis

Bien que nous ayons obtenu de bons résultats dans de nombreux domaines liés à la sécurité et à la fiabilité en 2019, nous avons connu des incidents dans nos activités de Gas Transmission & Midstream, dont un décès. Nous sommes de tout cœur avec la famille. Aucun incident n'est acceptable pour nous et nous avons pris des mesures en réponse à ces événements pour renforcer notre détermination d'améliorer encore davantage la sécurité et l'intégrité de nos systèmes.

Bien que nous ayons dû déplorer des délais dans le processus réglementaire pour notre projet de remplacement de la canalisation 3 au Minnesota, nous bénéficions de l'appui important des communautés et des nations autochtones se trouvant le long du tracé. En fin de compte, le tronçon doit être remplacé pour assurer la sécurité, la fiabilité et la protection de l'environnement. En février 2020, la Public Utilities Commission du Minnesota a renouvelé le processus de certification de l'étude d'impact environnemental et l'attestation de nécessité et permis de tracé, ce qui nous permet de faire avancer le processus pour les permis restants. Nous continuons à travailler en étroite collaboration avec les organismes fédéraux et d'États pour obtenir tous les permis nécessaires au lancement des travaux de construction.

Résilience d'Enbridge pour l'avenir

Nous avons terminé 2019 en position de force avec des atouts importants qui assurent la résilience dans le contexte de l'évolution du paysage énergétique. Nos entreprises de liquides, de transport de gaz naturel et de services publics de gaz naturel de premier ordre offrent de multiples options de croissance et nous sommes reliés aux meilleurs marchés d'Amérique du Nord, y compris au niveau des liaisons d'exportation. L'énergie que nous fournissons est essentielle à l'économie nord-américaine et des millions de personnes en dépendent chaque jour dans tous les aspects de leur vie. Essentiellement, nos actifs continueront de servir nos abonnés et leurs collectivités à l'avenir.

Nous sommes fiers de notre rôle qui consiste à fournir l'énergie dont dépendent des millions de personnes, chaque jour, dans tous les aspects de leur vie.

Nous avons la stabilité financière et la souplesse nécessaires pour exécuter notre plan stratégique et tirer parti des possibilités émergentes dans un marché de l'énergie en évolution et en transition – et nous avons les meilleures personnes pour que cela s'opère.

Il y a longtemps que nous avons commencé à intégrer les principes ESG dans notre stratégie et notre prise de décision et aujourd'hui, les facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG) sont au cœur de notre valeur et de notre résilience à long terme.

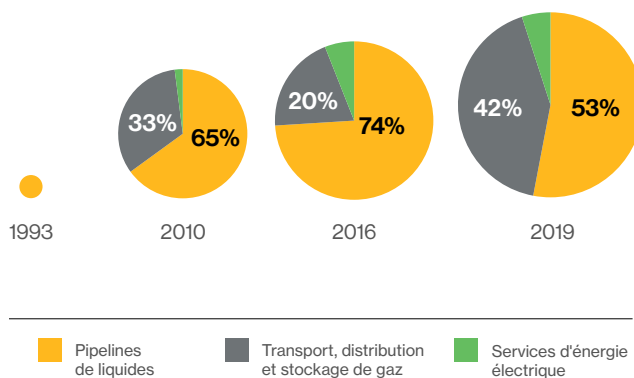
Il ressort clairement des mesures que nous avons prises qu'Enbridge joue déjà un rôle actif en matière de transition énergétique.

En répondant aux fondamentaux qui sous-tendent le marché de l'énergie, nous avons transformé nos activités, en passant principalement de la filière des pipelines de liquides à une diversification grandissante d'activités avec le gaz naturel et les énergies renouvelables.

Nous avons réalisé des investissements importants dans nos activités liées aux énergies renouvelables au cours des deux dernières décennies et nous avons créé une solide capacité d'exploitation et de développement dans cet éventail croissant de nos activités. En plus de nos trois parcs éoliens offshore en exploitation en Europe, nous entreprenons quatre nouveaux projets de développement éolien français offshore qui contribueront à faire de cette activité une nouvelle plateforme d'Enbridge.

Repositionnement de nos activités

(Composition de l'actif*)



*La taille du camembert représente le BAIIA (bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement).

Nous avons fixé et atteint nos propres objectifs en matière d'émissions, réduisant les émissions énergétiques directes de 21 % entre 2005 et 2011. Et nos programmes d'économie d'énergie, qui sont en place depuis 1995, ont aidé les abonnés de nos services publics à économiser de l'énergie et ont entraîné des réductions d'émissions équivalentes au retrait de 10 millions de voitures de la route.

Nous continuerons à faire notre part pour réduire les émissions et conserver l'énergie, tout en répondant aux besoins croissants de la société en matière d'énergie durable.

Même si nous avons été en tête de notre secteur dans de nombreux aspects liés à l'efficacité énergétique et l'économie d'énergie, nous fixons la prochaine phase d'objectifs de réduction des émissions.

Nous investissons dans l'innovation à faible teneur en carbone et dans l'écologisation du réseau de gaz, notamment : du gaz naturel renouvelable qui capte le méthane dans les décharges, notre installation de conversion au gaz – la première en Amérique du Nord – qui nous permet d'injecter de l'hydrogène dans le réseau de gaz afin de réduire la teneur en carbone et enfin le gaz naturel comprimé.

Nous commençons également à investir dans l'auto-alimentation de nos actifs pipeliniers avec nos propres centrales électriques basées sur les énergies renouvelables.

Préparer l'avenir

Chez Enbridge, nous nous sommes toujours concentrés sur l'amélioration des rendements des actifs existants et sur l'affectation des flux de trésorerie générés par ces actifs aux possibilités qui soutiennent la croissance à long terme.

Ensemble des possibilités

Au terme de notre programme d'immobilisations, nous aurons de 5 milliards à 6 milliards de dollars de capital et de capacités financières disponibles, dans le cadre de notre modèle d'autofinancement des fonds propres, pour réinvestir dans les activités et nous nous attendons à ce que la croissance annuelle du DCF par action soit de 5 à 7 %. Nous continuerons d'être rigoureux dans les domaines où nous investissons, en accordant la priorité aux possibilités de capitaux efficaces dans le vaste territoire où nous sommes implantés.

Dans toutes nos activités de base, nous voyons des possibilités d'augmenter nos revenus, de réduire les coûts et de renforcer davantage nos opérations. Nous continuerons d'optimiser et d'élargir nos principales concessions, en mettant l'accent sur l'infrastructure d'exportation d'énergie avec nos plateformes intégrées de pipelines de liquides et de gaz et l'investissement dans notre concession de distribution de gaz pour accroître le nombre d'abonnés. Nous allons également développer notre division de production d'énergie renouvelable en développant de nouveaux projets éoliens offshore qui correspondent à notre modèle de gestion à faible risque.

Pour de plus amples renseignements concernant nos résultats sur le plan des facteurs environnementaux sociaux et de gouvernance (ESG) et la communication de ces résultats, veuillez consulter notre rapport sur le climat de 2019 et notre rapport sur le développement durable de 2018.

Resilient Energy Infrastructure: Addressing Climate-Related Risks and Opportunities Report

enbridge.com/Sustainability-Reports/Resilient-Energy-Infrastructure

Building Connections: 2018 Sustainability Report

enbridge.com/sustainability-reports/sustainability-report-2018

Adoption de solutions technologiques

Un autre secteur important de possibilités sur lequel nous mettons l'accent est la technologie. Nous avons recours à la technologie pour améliorer la performance de l'entreprise et trouver des solutions pour accroître les niveaux de sécurité, de fiabilité et de productivité. L'an dernier, nous avons mis sur pied un laboratoire de technologie et d'innovation, avec des bureaux à Calgary et à Houston, afin de réunir les employés commerciaux et des opérations avec des experts en technologie pour répondre aux questions liées à l'apprentissage automatique, à l'AI et à l'analyse prédictive. Nous avons adopté des méthodes de travail flexibles pour progresser rapidement et nous commençons à obtenir des résultats. Par exemple, au sein de Liquids, nous avons construit un « moteur de simulation » pour optimiser la façon dont le brut circule dans notre réseau de pipelines et au sein de Gas Transmission & Midstream, nous utilisons des plates-formes numériques pour mieux évaluer l'intégrité de notre réseau gazier et prédire où prioriser l'entretien.

Personnel

Nous croyons qu'il est d'une importance vitale de continuer à renforcer nos capacités organisationnelles en proposant à nos employés de se perfectionner et en les aidant à faire progresser leur carrière. En 2019, nous avons élargi notre équipe de direction dans le cadre d'un effort plus vaste de planification de la relève et des programmes de perfectionnement.

Nous nous concentrons également sur la création d'une équipe diversifiée et d'une culture inclusive où tout le monde se sent valorisé. Ceci est important pour deux raisons : premièrement, l'impartialité, l'équité et le mérite sont au cœur de nos valeurs et deuxièmement, nous croyons que la diversité des idées permet d'améliorer notre entreprise. En 2018, nous avons fixé des objectifs en matière de diversité et nous commençons à progresser dans ce domaine. Aujourd'hui, 42 % de notre conseil d'administration est composé de femmes et 28 % des postes de haute direction sont occupés par des femmes.

Performance et approche ESG de premier plan

Les facteurs ESG ne sont pas nouveaux pour Enbridge – les considérations environnementales et sociales sont depuis longtemps intégrées à notre façon de penser au sein de notre entreprise. Le conseil d'administration exerce une surveillance étroite dans ce domaine et nos comités de la responsabilité sociale d'entreprise et du conseil de sécurité et de fiabilité sont en place depuis plus de 15 ans. Nous rendons compte chaque année des facteurs ESG qui sont les plus pertinents pour les parties intéressées : la transition climatique et énergétique, la sécurité et l'intégrité des actifs, et l'engagement communautaire et autochtone. Nos résultats et leur divulgation nous ont valu d'excellentes notations ESG de la part des investisseurs. Nous sommes fiers de notre performance et nous nous concentrons sur le maintien de notre position de chef de file de l'industrie.

Derniers commentaires

Nous tenons à remercier tous les membres de l'équipe pour leur dévouement continu au sein d'Enbridge.

Nous tenons également à remercier les membres de notre conseil d'administration pour leurs conseils et leur solide gouvernance. Notre conseil d'administration possède un large éventail de compétences, d'expérience et de connaissances pour permettre à notre compagnie de se tourner vers l'avenir.

Nous avons été attristés par le décès l'an dernier de Michael Phelps qui était un administrateur apprécié et un ami. Il nous manquera à tous.

En février 2020, nous avons accueilli Gregory J. Goff à titre d'administrateur. Il possède une vaste expérience dans le secteur de l'énergie et sera un atout majeur pour notre conseil d'administration. Et cette année, nous disons au revoir à l'une de nos plus anciennes administratrices, Cathy Williams. Cathy a apporté de précieuses contributions au cours de son mandat, particulièrement grâce à son leadership au sein de nos comités des ressources humaines et de gouvernance.

Aujourd'hui, la base d'actifs diversifiée d'Enbridge offre une portée et une envergure qui nous rendent résilients avec de nombreuses possibilités de croissance. Nous fournissons une énergie essentielle sur les meilleurs marchés et à des millions de personnes. Notre modèle de gestion, notre engagement envers le personnel, la sécurité et l'environnement, notre expérience dans l'évolution de nos activités et notre adaptation à l'évolution des marchés nous permettront de prospérer et de générer de la valeur pour les actionnaires au cours des décennies à venir.



Gregory L. Ebel



Al Monaco

Le 3 mars 2020

**SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION
DES ÉTATS-UNIS**
Washington, D.C. 20549

FORMULAIRE 10-K

RAPPORT ANNUEL PRÉSENTÉ CONFORMÉMENT À L'ARTICLE 13 OU AU PARAGRAPHE 15(d) DE LA SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019
ou

RAPPORT DE TRANSITION PRÉSENTÉ CONFORMÉMENT À L'ARTICLE 13 OU AU PARAGRAPHE 15(d) DE LA SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934

Pour la période de transition allant du au
Numéro de dossier de la Commission 1-10934



(Dénomination exacte de l'émetteur inscrit telle qu'elle figure dans ses statuts)

Canada
(État ou autre territoire de
constitution ou d'organisation)

98-0377957
(Numéro d'identification de
l'employeur aux fins de l'I.R.S.)

425 – 1st Street S.W., bureau 200
Calgary (Alberta) Canada T2P 3L8
(Adresse des principaux bureaux de direction) (Code postal)

Numéro de téléphone de l'émetteur inscrit, y compris l'indicatif régional : **403-231-3900**

Titres inscrits aux termes de l'article 12(b) de la Loi :

<u>Titre de chaque catégorie</u>	<u>Symbole(s) boursier(s)</u>	<u>Nom de chaque bourse où les titres sont inscrits</u>
Actions ordinaires	ENB	Bourse de New York
Billets subordonnés à taux fixe-variable à 6,375 % de série 2018-B échéant en 2078	ENBA	Bourse de New York

Titres inscrits aux termes du paragraphe 12(g) de la Loi : **Aucun**

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit est un émetteur établi bien connu (*well-known seasoned issuer*) au sens de la Règle 405 de la *Securities Act*. Oui Non

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit n'est pas tenu de déposer de rapports aux termes de l'article 13 ou du paragraphe 15(d) de la Loi. Oui Non

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit : 1) a déposé tous les rapports qu'il devait déposer conformément à l'article 13 ou au paragraphe 15(d) de la *Securities Exchange Act of 1934* au cours des 12 derniers mois (ou au cours de toute période plus courte à l'intérieur de laquelle l'émetteur inscrit a été tenu de déposer ces rapports) et 2) a été soumis à ces exigences de dépôt au cours des 90 derniers jours. Oui Non

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit a présenté électroniquement tous les dossiers de données interactifs (*interactive data files*) devant être présentés en vertu de la Règle 405 du Règlement S-T (paragraphe 232.405 du chapitre) au cours des 12 derniers mois (ou au cours de toute période plus courte à l'intérieur de laquelle l'émetteur inscrit a été tenu de présenter ces dossiers). Oui Non

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit est un important déposant admissible au régime de dépôt accéléré, un déposant admissible au régime de dépôt accéléré, un déposant non admissible au régime de dépôt accéléré ou un petit émetteur assujéti. Voir la définition donnée aux termes *large accelerated filer*, *accelerated filer*, *smaller reporting company* et *emerging growth company* dans la Règle 12b-2 de l'*Exchange Act* :

Important déposant admissible au régime de dépôt accéléré	<input checked="" type="checkbox"/>	Déposant admissible au régime de dépôt accéléré	<input type="checkbox"/>
Déposant non admissible au régime de dépôt accéléré	<input type="checkbox"/>	Petit émetteur assujéti	<input type="checkbox"/>
Société en croissance émergente	<input type="checkbox"/>		

Si l'émetteur inscrit est une société en croissance émergente, veuillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, s'il a choisi de ne pas utiliser la période de transition prolongée pour se conformer à l'une ou l'autre des normes de comptabilité financière nouvelles ou révisées conformément au paragraphe 13(a) de l'*Exchange Act*.

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit est une société fictive (*shell company*) (au sens de la Règle 12b-2 de l'*Exchange Act*). Oui Non

Au 30 juin 2019, la valeur marchande globale des actions ordinaires de l'émetteur inscrit détenues par des sociétés non affiliées s'élevait à environ 73,1 G\$ US, selon le dernier prix de vente des actions à cette date.

Au 7 février 2020, l'émetteur inscrit avait 2 024 814 011 actions ordinaires en circulation.

DOCUMENTS INTÉGRÉS PAR RENVOI :
Sans objet.

NOTE EXPLICATIVE

Enbridge Inc., société constituée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, est qualifiée à titre d'émetteur privé étranger aux États-Unis aux fins de la *Securities and Exchange Act of 1934*, dans sa version modifiée (l'« *Exchange Act* »). En qualité d'émetteur privé étranger, bien qu'elle ne soit plus tenue de le faire, Enbridge Inc. continue de déposer les rapports annuels sur formulaire 10-K, les rapports trimestriels sur formulaire 10-Q et les rapports courants sur formulaire 8-K auprès de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») plutôt que de soumettre les formulaires de déclaration à la disposition des émetteurs étrangers privés.

Enbridge Inc. a l'intention de préparer et de déposer une circulaire d'information de la direction et les documents connexes conformément aux exigences canadiennes. Puisque la circulaire d'information de la direction d'Enbridge Inc. n'est pas déposée conformément au règlement 14A, Enbridge Inc. pourrait ne pas intégrer par renvoi l'information requise dans la partie III du présent formulaire 10-K figurant sans sa circulaire d'information de la direction. Par conséquent, en se fiant à l'instruction G(3) du formulaire 10-K et tel qu'elle le permet, Enbridge Inc. déposera une modification au présent formulaire 10-K renfermant l'information de la partie III au plus tard 120 jours après la fin de l'exercice visé par le présent formulaire 10-K.

	<u>Page</u>
PARTIE I	
Rubrique 1. Activités	8
Rubrique 1A. Facteurs de risque	42
Rubrique 1B. Questions non réglées soumises par le personnel de la SEC	54
Rubrique 2. Immobilisations	54
Rubrique 3. Instances judiciaires	54
Rubrique 4. Informations sur la sécurité des mines	54
PARTIE II	
Rubrique 5. Marché pour la négociation des actions ordinaires de la société inscrite, questions connexes concernant les actionnaires et rachats d'actions par la société inscrite	55
Rubrique 6. Principales données financières	57
Rubrique 7. Rapport de gestion	58
Rubrique 7A. Informations quantitatives et qualitatives sur le risque de marché	93
Rubrique 8. États financiers et données supplémentaires	
Rubrique 9. Changements de l'information comptable et financière et désaccords avec les comptables	198
Rubrique 9A. Contrôles et procédures	198
Rubrique 9B. Autres renseignements	199
PARTIE III	
Rubrique 10. Administrateurs, membres de la haute direction et gouvernance	200
Rubrique 11. Rémunération des dirigeants	200
Rubrique 12. Titres appartenant à certains propriétaires véritables et à la direction et questions connexes ayant trait aux actionnaires	200
Rubrique 13. Certaines relations et opérations entre apparentés et indépendance des administrateurs	200
Rubrique 14. Principaux honoraires et services comptables	200
PARTIE IV	
Rubrique 15. Annexes et tableaux des états financiers	201
Rubrique 16. Sommaire du formulaire 10-K	201
Table des matières des pièces	202
Signatures	210

GLOSSAIRE

Acquisition de titres d'entités détenues à titre de promoteur	Au quatrième trimestre de 2018, Enbridge Inc. a réalisé le rachat des titres de ses entités détenues à titre de promoteur, soit Spectra Energy Partners, LP (« SEP »), Enbridge Energy Partners, L.P. (« EEP »), Enbridge Energy Management, L.L.C. (« EEM ») et Enbridge Income Fund Holdings Inc. (« ENF ») (collectivement, les « entités détenues à titre de promoteur »), aux termes duquel nous avons acquis, sous forme d'opérations de regroupement distinctes, tous les titres de capitaux propres en circulation des entités détenues à titre de promoteur que nous ne détenons pas en propriété véritable.
ACR	avantages complémentaires de retraite
ASU	Accounting Standards Update (normes comptables révisées)
b/j	barils par jour
BAIIA	bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CÉO	Commission de l'énergie de l'Ontario
CESP	Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick
DCP Midstream	DCP Midstream, LLC
EDDV	entité à détenteurs de droits variables
EEM	Enbridge Energy Management, L.L.C.
EEP	Enbridge Energy Partners, L.P.
EGD	Enbridge Gas Distribution Inc.
EIE	étude d'impact environnemental
Enbridge	Enbridge Inc.
ENF	Enbridge Income Fund Holdings Inc.
ETC	entente de tarification concurrentielle
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (commission fédérale de réglementation de l'énergie – États-Unis)
Flanagan Sud	pipeline Flanagan Sud
fonds	Enbridge Income Fund
GES	gaz à effet de serre
GNL	gaz naturel liquéfié
Gpi ³ /j	milliard de pieds cubes par jour
ICQF	Initiative de consultation relative aux questions foncières
LGN	liquides de gaz naturel
loi TCJA	Loi intitulée <i>Tax Cuts and Jobs Act</i>
LRMA	ligne de raccordement Montana-Alberta
MNPUC	Minnesota Public Utilities Commission (commission des services publics du Minnesota)
MOLP	Midcoast Operating, L.P. et ses filiales
MW	mégawatt
Noverco	Noverco Inc.
NYSE	Bourse de New York
OIRPC	Office d'investissement du Régime de pensions du Canada
opération de fusion	regroupement d'Enbridge et de Spectra Energy par voie de fusion avec échange d'actions clôturé le 27 février 2017
PCGR des États-Unis	principes comptables généralement reconnus des États-Unis
pipeline Seaway	réseau de pipelines de pétrole brut Seaway

programme L3R
aux États-Unis
Régie

Sabal Trail
SEP
Spectra Energy
Texas Eastern
TIOL
TSX
UAR
Union Gas
Vector

tronçon américain du programme de remplacement de la
canalisation 3

*La Loi sur la Régie canadienne de l'énergie a créé la nouvelle
Régie de l'énergie du Canada et a abrogé la Loi sur l'Office national
de l'énergie le 28 août 2019.*

Sabal Trail Transmission, LLC
Spectra Energy Partners, LP
Spectra Energy Corp
Texas Eastern Transmission, L.P.
taux interbancaire offert à Londres
Bourse de Toronto
unités d'actions restreintes
Union Gas Limited
pipeline Vector L.P.

CONVENTIONS

Pour les besoins du présent rapport, les termes « nous », « notre », « nos » et « Enbridge » désignent collectivement Enbridge Inc. et ses filiales, sauf si le contexte précise autre chose. Ces termes sont utilisés à des fins pratiques seulement et ne constituent pas une description précise d'une entité juridique distincte au sein d'Enbridge.

À moins d'indication contraire, tous les montants sont exprimés en dollars canadiens, toutes les références à des « dollars », des « \$ » ou des « \$ CA » désignent des montants en dollars canadiens et toutes les références à des « \$ US » désignent des montants en dollars américains. Tous les montants sont indiqués avant impôts, sauf indication contraire.

INFORMATION PROSPECTIVE

Le présent rapport annuel sur formulaire 10-K renferme des informations prospectives, ou énoncés prospectifs, qui visent à fournir des renseignements sur nous, nos filiales et nos sociétés affiliées, notamment dans le cadre de l'analyse par la direction de nos projets et activités et de ceux de nos 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 », « croire », « estimer », « s'attendre à », « prévoir », « viser », « planifier », « projeter », « cibler » 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 : notre vision et notre stratégie d'entreprise, y compris les priorités et les instruments stratégiques; le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA ») prévu; le bénéfice (la perte) prévu(e); les flux de trésorerie futurs prévus; les flux de trésorerie distribuables prévus; le ratio dette/BAIIA prévu; la vigueur et la souplesse financières; les attentes quant aux sources de liquidités et à la suffisance des ressources financières; les priorités stratégiques et le rendement prévus des secteurs Oléoducs, Transport de gaz et services intermédiaires, Distribution et stockage de gaz, Production d'énergie renouvelable et Services énergétiques; les coûts prévus des projets annoncés et des projets en construction; les dates prévues de mise en service des projets annoncés et des projets en construction; les dépenses en immobilisations prévues; les exigences de financement par capitaux propres prévues à l'égard de notre programme de croissance garanti sur le plan commercial; les possibilités de croissance et d'expansion futures prévues; la capacité prévue de nos coentrepreneurs à terminer et à financer les projets en construction; la conclusion prévue et le moment prévu des acquisitions et des cessions; les avantages prévus des opérations, y compris la réalisation d'efficacités et de synergies; les futures mesures que prendront les organismes de réglementation et les actions en justice en découlant ainsi que les autres litiges; les prévisions en matière de prix des marchandises; les prévisions en matière d'offre et de demande; l'utilisation prévue de nos actifs existants; la concurrence prévue; le programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis (« programme L3R aux États-Unis »); les questions relatives à la canalisation 5; l'octroi de contrats pour le réseau principal; le dossier tarifaire de Texas Eastern; les dividendes futurs estimatifs; notre politique de versement des dividendes; la croissance des dividendes et les versements de dividendes prévus et l'incidence prévue de notre programme de couverture.

Bien que ces énoncés prospectifs soient, à notre avis, 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 de l'exploitation; les approbations par les clients et les organismes de réglementation; le maintien du soutien et de l'approbation des organismes de réglementation pour nos projets; les dates prévues de mise en service; les conditions météorologiques; la conclusion et le moment des acquisitions et des cessions; la concrétisation des avantages et des synergies prévus découlant des opérations; les lois gouvernementales; l'incidence de notre politique en matière de dividendes sur nos flux de trésorerie futurs; nos notations de crédit; le financement des projets d'investissement; le BAIIA prévu; le bénéfice (la perte) prévu(e); les flux de trésorerie futurs prévus; les flux de trésorerie distribuables 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 à l'égard de nos services. 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 nous exerçons nos activités, peuvent se répercuter sur les niveaux de la demande à l'égard de nos services 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 donné, en particulier en ce qui concerne le BAIIA prévu, le bénéfice (la perte) prévu(e), les flux de trésorerie futurs prévus, les flux de trésorerie distribuables prévus ou les dividendes futurs estimatifs. Voici les hypothèses les plus pertinentes associées aux énoncés prospectifs quant 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 des régimes de recouvrement des coûts.

Nos énoncés prospectifs sont assujettis à des risques et incertitudes au sujet de la mise en œuvre réussie de nos priorités stratégiques, du rendement de l'exploitation, des paramètres de la réglementation, des modifications apportées à la réglementation régissant notre entreprise, des acquisitions, des cessions et des autres transactions, de notre politique en matière de versement de dividendes, de l'approbation des projets et du soutien apporté à ces derniers, du renouvellement des emprises, des conditions météorologiques, de la conjoncture économique et de la situation de la concurrence, de l'opinion publique, des modifications apportées aux lois fiscales et aux taux d'imposition, des modifications apportées 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 de marchandises, notamment aux risques et incertitudes dont il est question dans le présent rapport annuel sur formulaire 10-K et dans d'autres documents que nous avons déposés 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 notre plan d'action futur 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 Inc. n'est pas tenue d'actualiser ou de réviser publiquement un énoncé prospectif présenté dans les pages du présent rapport annuel sur formulaire 10-K 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, qui nous serait attribuable ou le serait à quiconque agissant en notre nom, doit être expressément considéré comme visé par la présente mise en garde.

PARTIE I

RUBRIQUE 1. ACTIVITÉS

Nous sommes 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, le secteur Distribution et stockage de gaz, qui dessert près de 3,8 millions de clients du marché de détail en Ontario et au Québec ainsi que le secteur Production d'énergie renouvelable, qui produit environ 1 750 mégawatts (« MW ») d'énergie renouvelable en Amérique du Nord et en Europe. Nos actions ordinaires se négocient à la Bourse de Toronto (« TSX ») et à la Bourse de New York (« NYSE ») sous le symbole ENB. Nous nous sommes constitués en société par actions le 13 avril 1970 aux termes de l'Ordonnance sur les compagnies des Territoires du Nord-Ouest, et la société a été prorogée le 15 décembre 1987 conformément à la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*.

Pour une description plus détaillée de chacune de nos unités d'exploitation et des actifs sous-jacents, se reporter à la rubrique *Secteurs d'activité*.

VISION ET STRATÉGIE DE L'ENTREPRISE

VISION

Nous visons à être la principale société d'infrastructures énergétiques d'Amérique du Nord. En poursuivant ce but, nous nous faisons l'un des rouages essentiels de la santé économique et de la qualité de vie des Nord-Américains, qui dépendent d'un approvisionnement fiable en énergie. Au moyen de notre infrastructure inégalée, nous transportons, distribuons et produisons de l'énergie et notre but premier consiste à alimenter la qualité de vie des Nord-Américains en leur fournissant l'énergie qu'ils veulent et dont ils ont besoin de la façon la plus sûre et la plus responsable possible.

Notre proposition de valeur aux investisseurs est fondée sur notre capacité de générer des flux de trésorerie prévisibles et de maintenir le versement de dividendes stables et croissants d'un exercice à l'autre, et ce, grâce à des investissements dans des infrastructures énergétiques positionnées stratégiquement entre les principaux bassins d'approvisionnement et les marchés où la demande est forte et à leur exploitation efficiente. Nos actifs s'appuient sur des contrats à long terme, des accords fondés sur le coût du service réglementé et d'autres ententes commerciales à faible risque. Nous nous employons à être un chef de file parmi nos pairs dans plusieurs secteurs fondamentaux pour profiter d'un avantage comparatif durable et créer de la valeur pour nos actionnaires, notamment la sécurité des travailleurs et du grand public, la protection de l'environnement, les relations avec les parties prenantes, le service à la clientèle, l'investissement communautaire et la satisfaction des employés.

STRATÉGIE

Notre compréhension approfondie des fondamentaux de l'offre et la demande nous a permis de devenir l'une des plus importantes sociétés d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord. Depuis la création de la société il y a plus de 70 ans, nous avons fait preuve de la capacité de nous adapter au changement et de déceler les occasions dans les transitions énergétiques.

Au cours des dernières années, nous sommes devenus plus résilients en diversifiant nos actifs dans le contexte de l'évolution du bouquet énergétique à l'échelle mondiale. L'acquisition de Spectra Energy Corp (« Spectra Energy ») en 2017 est un exemple marquant, car elle nous a permis de grandement diversifier nos actifs entre les types de marchandises, les bassins énergétiques et les compétences de réglementation et elle a créé une nouvelle plateforme de croissance durable. Notre portefeuille diversifié d'actifs à l'échelle de notre système énergétique nous confère une position exceptionnelle pour tirer profit des tendances énergétiques actuelles et futures à l'échelle mondiale.

À la suite de la réalisation de l'opération avec Spectra Energy au début de 2017, nous avons entrepris un plan pluriannuel ambitieux en vue de positionner la nouvelle société regroupée pour assurer son succès à long terme. Les principaux objectifs comprenaient la concrétisation des synergies anticipées par le truchement de l'intégration rapide et efficace des activités de Spectra Energy, le renforcement de notre bilan et de notre profil de risque grâce à la vente d'actifs non essentiels, la simplification de notre structure d'entreprise par l'achat de titres de quatre entités détenues à titre de promoteur inscrites en bourse, l'exécution soutenue d'un programme de croissance interne de premier plan dans l'industrie et l'obtention de solides résultats opérationnels et financiers.

Les principaux éléments de ce plan sont pour la plupart essentiellement réalisés, et nous mettrons désormais l'accent sur l'optimisation de nos actifs essentiels, les mesures visant à renforcer notre position concurrentielle et les nouvelles possibilités de croissance, tout en poursuivant la réalisation de notre programme d'investissement garanti et l'obtention d'un solide rendement opérationnel et financier.

En 2019, nous avons réalisé des progrès marqués à l'égard de nombre des principaux objectifs. En voici certains exemples :

- réalisation de la vente de nos actifs du secteur intermédiaire au Canada assujettis à la réglementation fédérale, ce qui porte le produit total des ventes d'actifs non essentiels au cours des trois dernières années à environ 8 G\$;
- mise en service de nouveaux projets de croissance d'une valeur d'environ 9 G\$, y compris le volet canadien du programme de remplacement de la canalisation 3 de notre réseau principal ainsi que les projets Atlantic Bridge (phase 1), Stratton Ridge et Generation Pipeline de notre réseau de transport de gaz aux États-Unis;
- obtention d'un ratio dette/BAIIA de 4,5 fois (pour les 12 derniers mois), soit le seul inférieur de la fourchette de nos objectifs pour l'exercice;
- optimisation de l'exploitation de notre réseau principal d'oléoducs de manière à permettre une augmentation du débit de 100 000 barils par jour (« b/j »);
- négociation avec succès du dossier tarifaire de Texas Eastern pour obtenir un traitement réglementaire favorable pour un programme de modernisation du réseau dans son ensemble visant notre plus important pipeline de transport de gaz naturel;
- simplification accrue de notre structure d'entreprise à la suite de la fusion de nos entreprises de distribution de gaz en Ontario;
- atteinte de résultats financiers records dans la tranche supérieure de la fourchette de nos prévisions pour 2019;
- majoration de 9,8 % du dividende sur les actions ordinaires.

Ces réalisations sont commentées plus en détail dans la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion*.

Nos priorités stratégiques à court terme demeurent semblables à celles des exercices précédents. Nous continuons de mettre l'accent sur nos trois principaux secteurs d'exploitation, soit les oléoducs, le transport de gaz et les services intermédiaires et la distribution et le stockage de gaz en fonction d'un modèle d'activités réglementées liées aux pipelines et aux services publics, tout en rehaussant notre position concurrentielle grâce à l'optimisation de notre exploitation, au maintien de notre solide situation financière et à la recherche d'efficacités en ayant recours à un processus d'amélioration continue et à l'application de solutions technologiques. Puisque la production de pétrole brut et de gaz naturel en Amérique du Nord devrait être supérieure à la demande, nous continuerons d'orienter l'expansion de nos infrastructures d'oléoducs et de gazoducs sur les occasions d'exportation qui rehausseront la croissance et la résilience de nos réseaux. Notre entreprise de production d'énergie renouvelable, qui repose sur des investissements dans des contrats d'énergie éolienne extracôtière, rehausse notre modèle d'entreprise commerciale à faible risque et appuie l'accent que nous mettons sur la transition énergétique. Nous continuerons d'investir dans la production d'énergie renouvelable en vue de réaliser d'intéressants rendements ajustés selon le risque.

Nos principales priorités stratégiques sont résumées ci-après.

Engagement envers la sécurité et la fiabilité des activités d'exploitation

La sécurité et la fiabilité des activités d'exploitation demeurent le fondement de notre stratégie. Notre engagement envers la sécurité et la fiabilité des activités d'exploitation signifie l'atteinte et le maintien de la position de chef de file de l'industrie en matière de sécurité (des procédés, du public et des personnes) et la garantie de la fiabilité et de l'intégrité des réseaux que nous exploitons pour produire, transporter et acheminer l'énergie tout en protégeant la population et l'environnement.

Optimisation des principales entreprises

L'une des principales priorités consiste à stimuler la croissance en maintenant l'accent sur les mesures d'optimisation, la productivité et l'efficacité dans toutes nos entreprises. À titre d'exemple, on peut citer le relèvement des débits de nos oléoducs en ayant recours à des agents réducteurs de résistance, l'amélioration de l'ordonnancement à nos terminaux, l'optimisation des produits d'exploitation grâce à la négociation de règlements ou de dossiers tarifaires, la concrétisation continue de synergies à la suite de la récente fusion de nos services publics et, d'une manière plus générale, la réalisation d'importantes réductions des coûts à l'échelle de l'entreprise grâce à l'amélioration des processus et des systèmes.

Concrétisation et pérennisation de la croissance

L'exécution réussie des projets fait partie intégrante de notre performance financière et du positionnement stratégique de notre entreprise à long terme. Notre objectif consiste à exécuter notre brochette de projets garantis (valeur actuelle de 11 G\$) au plus bas coût possible tout en respectant les normes les plus élevées en matière de sécurité, de qualité, de satisfaction de la clientèle et de conformité environnementale et réglementaire. Pour un complément d'information sur notre portefeuille actuel de projets d'investissement, se reporter à la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Projets de croissance – Projets garantis sur le plan commercial*.

Alors que nous visons à prolonger la croissance, nous prévoyons disposer d'une capacité d'autofinancement suffisante, postérieurement à l'achèvement de notre programme d'investissement garanti, pour investir entre 5 G\$ et 6 G\$ par année dans de nouveaux projets de croissance sans devoir émettre des actions ordinaires supplémentaires et en conservant les mesures de crédit clés à l'intérieur des paramètres de planification et des objectifs établis auprès des agences d'évaluation du crédit.

D'ici à 2040, nous prévoyons une forte utilisation de notre réseau existant et des occasions de croissance future au sein de chacune de nos entreprises. En voici certains exemples :

- Nos oléoducs continueront d'assurer un lien vital entre les principaux bassins d'approvisionnement et les marchés sur lesquels il existe une pression de la demande, alors que le marché d'exportation nord-américain en expansion présente l'occasion d'élargir les produits et les services offerts dans le secteur intermédiaire.
- Notre entreprise de gazoducs joue un rôle essentiel dans l'économie nord-américaine, et elle dessert des marchés représentant plus de 170 millions de personnes. Nous prévoyons que le gaz naturel jouera un rôle accru pour produire de l'énergie visant à remplacer le charbon, alors que notre secteur en plein essor d'exportation de gaz naturel liquéfié (« GNL ») sera le moteur des occasions d'expansion de notre réseau actuel.
- Notre entreprise de distribution de gaz, qui dessert la cinquième plus importante agglomération en Amérique du Nord, devrait continuer de procurer aux clients de grands avantages en termes de coûts par rapport aux autres combustibles. De plus, les progrès technologiques et la technologie utilisée permettent de produire du gaz naturel de qualité pipeline à empreinte carbone inférieure comme le gaz naturel renouvelable.
- En outre, plusieurs de nos projets éoliens extracôtiers sont à un stade avancé d'aménagement. Dans le secteur éolien extracôtier, la croissance s'accélère en raison de l'appui des politiques gouvernementales et des progrès technologiques dans le secteur de l'énergie renouvelable. Notre croissance à faible risque sera étayée par de nouveaux actifs d'énergie renouvelable faisant l'objet de contrats à long terme.
- Dans tous nos secteurs d'activité, le remplacement, le renouvellement et la modernisation de l'infrastructure en place représentent d'autres occasions de déploiement du capital.

Maintien d'un bilan solide

Le maintien de notre vigueur financière est un aspect fondamental de notre stratégie. Nos stratégies financières sont conçues pour atteindre des notations de crédit de qualité supérieure afin de disposer de la capacité financière pour répondre à nos besoins de financement pour les projets d'investissement et de la souplesse requise pour gérer les perturbations des marchés financiers et saisir les occasions qui se présentent. Notre programme d'investissement garanti en cours, qui s'étend au-delà de 2020, peut être aisément financé par des flux de trésorerie générés en interne et la liquidité de notre bilan sans avoir à émettre des actions ordinaires, et ce modèle de croissance autofinancée par capitaux propres laisse entrevoir de solides perspectives de croissance au-delà de 2020. Pour davantage de renseignements sur nos stratégies de financement, se reporter à la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Situation de trésorerie et sources de financement*.

Gestion rigoureuse d'affectation des capitaux

Pour assurer notre croissance, nous évaluons les tendances fondamentales les plus récentes, nous surveillons le contexte des affaires et nous nous livrons activement à des activités d'expansion de l'entreprise dans le but de cerner les occasions de première qualité se prêtant au déploiement de capital. Les occasions sont examinées, analysées et évaluées par l'application d'un cadre d'investissement discipliné dans le but d'assurer le déploiement efficace de capital en vue de réaliser d'intéressants rendements ajustés selon le risque.

Tous les projets sont évalués en fonction de leur potentiel pour faire progresser notre stratégie, maintenir la croissance et rehausser la souplesse financière. Nous mettons l'accent sur les projets qui optimisent et élargissent notre empreinte actuelle et favorisent une croissance à long terme soutenue. Le risque d'exécution demeure élevé pour les projets de grande envergure et de longue durée; par conséquent, nous nous concentrerons exclusivement sur les projets dans le cadre desquels nous pouvons gérer soigneusement le capital à risque au cours des étapes d'obtention des permis et de construction.

Dans notre évaluation des possibilités d'investissement classiques, nous tenons compte également des autres options potentielles de déploiement de capital qui pourraient créer de la valeur. Les autres options potentielles de déploiement de capital dépendront de nos perspectives du moment et de l'envergure de notre carnet de projets d'investissement en cours, ce qui pourrait inclure des majorations de dividendes, d'autres réductions de la dette, une acquisition d'envergure ou le rachat d'actions.

Adaptation progressive à la transition énergétique

À l'heure où la population mondiale s'accroît et les niveaux de vie continuent de s'améliorer à l'échelle du globe, les besoins en énergie augmentent. Parallèlement, notre société reconnaît de plus en plus les incidences de la consommation d'énergie sur le climat de la planète. Par conséquent, les systèmes énergétiques sont réagencés alors que les intervenants du secteur, les organismes de réglementation et les consommateurs cherchent à concilier des objectifs concurrents. Nous sommes une entreprise d'infrastructures énergétiques diversifiée et, de ce fait, nous sommes bien placés pour jouer un rôle clé dans la transition vers une économie plus sobre en carbone tout en réduisant l'intensité de nos émissions par la même occasion.

Nous croyons que la diversification et l'innovation joueront un rôle de premier plan dans la transition vers un avenir plus faible en carbone. À ce jour, nous avons fait des investissements massifs dans des infrastructures de gaz naturel et nous constatons que l'énergie renouvelable, plus particulièrement l'éolien extracôtier, présente de grandes possibilités. Qui plus est, nous avons appliqué divers scénarios de transition énergétique à nos actifs et nous avons conclu que ces derniers présentent une grande résilience et une source fiable de flux de trésorerie stables pour un bon nombre d'années.

INSTRUMENTS STRATÉGIQUES

La concrétisation de nos priorités stratégiques repose en grande partie sur notre engagement envers les enjeux environnementaux, sociaux et de gouvernance (« ESG »), la qualité et les compétences de nos gens et la mesure dans laquelle nous adoptons la technologie et encourageons l'innovation en tant qu'avantage concurrentiel.

ESG

Les décisions que nous prenons chaque jour sont éclairées par les enjeux d'ESG, et la livraison de l'énergie que les gens veulent et dont ils ont besoin d'une manière responsable sur le plan environnemental, social et économique joue un rôle critique dans la durabilité à long terme de notre entreprise. Nos efforts sont axés sur la réduction de l'intensité de nos émissions de gaz à effet de serre (« GES ») de nos activités, la collaboration avec les consommateurs pour réduire leur consommation d'énergie et leurs incidences sur les GES ainsi que l'investissement dans des solutions plus sobres en carbone telles que le gaz naturel et l'énergie renouvelable.

Nous mettons aussi l'accent sur l'établissement et le maintien de relations constructives avec les collectivités locales et d'autres groupes touchés directement par nos activités pendant la durée de vie de nos actifs. Nous reconnaissons les droits distincts des collectivités autochtones et nous avons attribué des responsabilités et affecté des ressources axées sur la consultation et l'inclusion. Nous avons aussi pour objectif plus large de sensibiliser la population et de dialoguer équitablement avec elle sur le rôle et la valeur, pour notre société et notre économie, de l'énergie que nous transportons.

Notre équipe

Nos employés sont la pierre angulaire de notre succès à long terme et l'amélioration de leurs compétences est au cœur de nos préoccupations. Nous reconnaissons la diversité et nous avons intégré des pratiques d'inclusion dans tous nos programmes et dans notre approche en matière de gestion des personnes. Nous nous employons en outre à maintenir des programmes concurrentiels de rémunération et de fidélisation comportant des incitatifs de rendement à court terme et à long terme.

Technologie

Compte tenu du climat concurrentiel du secteur de l'énergie aujourd'hui, nous reconnaissons le rôle vital que la technologie peut jouer pour nous aider à atteindre nos objectifs stratégiques. Nos deux laboratoires de technologie et d'innovation, situés à Calgary et à Houston, incarnent notre engagement envers des solutions d'affaires axées sur la technologie. La mise à profit des avantages de la technologie pour contribuer à la sécurité, à la fiabilité et à la rentabilité des actifs s'est enracinée dans nos activités quotidiennes.

Nous diffusons des mises à jour annuelles sur les progrès réalisés relativement à ces initiatives dans notre rapport sur la responsabilité sociale et la durabilité, qui est disponible à l'adresse <http://csr.enbridge.com>. **À moins d'autres indications, les informations contenues dans le site Web d'Enbridge ou s'y rapportant ne sont pas intégrées par renvoi dans le présent rapport annuel sur formulaire 10-K et n'en font pas autrement partie.**

SECTEURS D'ACTIVITÉ

Comme il est décrit plus loin, nos activités se divisent en cinq secteurs d'exploitation : Oléoducs; Transport de gaz et services intermédiaires; Distribution et stockage de gaz; Production d'énergie renouvelable et Services énergétiques.

En 2019, nous avons renommé le secteur Distribution de gaz, qui est devenu Distribution et stockage de gaz et le secteur Énergie verte et transport, qui est devenu Production d'énergie renouvelable. La présentation des tableaux de l'exercice précédent a été modifiée pour la rendre conforme à celle de l'exercice à l'étude.

OLÉODUCS

Le secteur Oléoducs comprend les pipelines et les terminaux connexes au Canada et aux États-Unis qui transportent divers types de pétrole brut et d'autres hydrocarbures liquides.



RÉSEAU PRINCIPAL

Le réseau principal regroupe le réseau principal au Canada et le réseau de Lakehead. Le réseau principal au Canada est un réseau de pipelines de transport commun acheminant divers types de pétrole et d'autres hydrocarbures liquides dans l'Ouest canadien et à partir de l'Ouest canadien jusqu'à la frontière entre le Canada et les États-Unis, près de Gretna, au Manitoba, et de Neche, au Dakota du Nord, de même qu'à partir de la frontière des États-Unis et du Canada près de Port Huron, au Michigan, et de Sarnia, en Ontario, jusqu'à l'est du Canada et au nord-est des États-Unis. Le réseau principal au Canada comprend six pipelines adjacents d'une capacité totale d'environ 2,9 millions de barils par jour (« b/j ») qui sont reliés au réseau de Lakehead, à la frontière du Canada et des États-Unis, de même que cinq pipelines de pétrole brut et de produits raffinés desservant l'est du Canada et le nord-est des États-Unis. Nous exploitons le réseau principal au Canada depuis 1949 et l'avons prolongé en maintes occasions. Le réseau de Lakehead est le tronçon du réseau principal aux États-Unis. Il s'agit d'un réseau de pipelines de transport commun inter-États réglementé par la FERC et du principal transporteur de pétrole brut et de produits pétroliers liquides entre l'Ouest canadien et les États-Unis.

Entente de tarification concurrentielle

L'entente de tarification concurrentielle (« ETC ») est le cadre qui régit actuellement les droits payés pour les produits expédiés sur le réseau principal au Canada, à l'exception des canalisations 8 et 9 qui font l'objet de droits séparés. L'entente de règlement de 10 ans a été négociée par les représentants d'Enbridge, de l'Association canadienne des producteurs pétroliers et d'autres expéditeurs utilisant le réseau principal au Canada. Elle a été approuvée par la Régie de l'énergie du Canada (la « Régie »), anciennement l'Office national de l'énergie, le 24 juin 2011 pour prendre effet le 1^{er} juillet 2011. L'ETC prévoit des droits locaux au Canada (« DLC ») applicables aux livraisons dans l'Ouest canadien ainsi que le tarif international conjoint (« TIC ») pour les expéditions de pétrole brut qui, à partir de l'Ouest canadien, passent par le réseau principal au Canada pour être livrées aux États-Unis et dans l'est du Canada sur le réseau de Lakehead. Ces droits aux termes du TIC sont libellés en dollars américains. Le TIC vise à garantir aux expéditeurs sur le réseau principal une tarification à long terme stable et concurrentielle, et à préserver et à accroître les volumes actuellement acheminés tant sur le réseau principal au Canada que sur le réseau de Lakehead. Les DLC et le TIC sont ajustés, le 1^{er} juillet de chaque année, à un taux égal à 75 % de l'indice du produit intérieur brut canadien au prix du marché publié par Statistique Canada.

Même si l'ETC est d'une durée de 10 ans, elle n'exige pas que les expéditeurs s'engagent à faire transporter certains volumes. Les expéditeurs s'engagent mensuellement à certains volumes, et nous répartissons la capacité afin de maximiser l'efficacité du réseau principal au Canada.

Les droits locaux de transport sur le réseau de Lakehead ne sont pas visés par l'ETC et continuent d'être établis selon les ententes de tarification existantes du réseau de Lakehead, comme il est décrit ci-après. Conformément à l'entente du TIC, la quote-part revenant au réseau principal au Canada des droits aux termes du TIC liés au transport d'un lot d'un point de réception dans l'Ouest canadien jusqu'à la frontière des États-Unis est égale aux droits aux termes du TIC applicables à ce lot au point de livraison aux États-Unis, moins les droits locaux sur le réseau de Lakehead jusqu'à ce point de livraison. Ce montant libellé en dollars américains est désigné par l'appellation « droits repères résiduels aux termes du TIC sur le réseau principal au Canada ».

Droits locaux sur le réseau de Lakehead

Les droits de transport sont régis par la FERC pour les livraisons à partir de la frontière entre le Canada et les États-Unis, près de Neche, au Dakota du Nord, de Clearbrook, au Minnesota, et d'autres emplacements jusqu'à de principaux points de livraison sur le réseau de Lakehead. Le réseau de Lakehead ajuste périodiquement ces droits de transport, tel que le permettent la méthodologie indiciaire de la FERC et les accords tarifaires, dont les tarifs de référence et le mécanisme de surcharge sur les installations sont les principales composantes. Les tarifs de référence, qui correspondent aux droits de transport de base du réseau de Lakehead, sont assujettis à un ajustement annuel qui ne peut dépasser les taux plafonds établis et approuvés par la FERC. Le mécanisme de surcharge sur les installations, qui est rajusté le 1^{er} avril de chaque année, permet au réseau de Lakehead de recouvrer les coûts associés à certains projets demandés par les expéditeurs par le truchement d'une surcharge s'ajoutant aux taux de référence actuels.

Contrats visant le réseau principal

Le 19 décembre 2019, nous avons présenté à la Régie une demande au sujet de la mise en œuvre de contrats visant notre réseau principal. La demande visant le service souscrit et le service non souscrit comprenait 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 remplaceraient l'ETC actuelle, qui est en vigueur jusqu'au 30 juin 2021. Si un nouvel accord n'est pas en vigueur à cette date, les droits aux termes de l'ETC continueraient de s'appliquer provisoirement.

Pour un complément d'information, consulter la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Faits nouveaux – Octroi de contrats pour le réseau principal*.

RÉSEAU RÉGIONAL DES SABLES BITUMINEUX

Le réseau régional des sables bitumineux comprend cinq pipelines de transport sur longue distance situés en Alberta, soit le pipeline Athabasca, le pipeline Waupisoo, le pipeline Woodland, le réseau pipelinier composé du prolongement de Wood Buffalo et de la canalisation jumelle du pipeline Athabasca ainsi que le réseau pipelinier Norlite (« Norlite »). Il comprend en outre deux importants terminaux : le terminal d'Athabasca au nord de Fort McMurray, en Alberta, et le terminal de Cheecham, situé au sud de Fort McMurray, en Alberta. Le réseau régional comprend en outre de nombreuses canalisations latérales et installations connexes qui procurent à la production des sables bitumineux un accès au réseau. Le réseau régional des sables bitumineux dessert actuellement 12 projets de sables bitumineux productifs.

La capacité cumulée de nos pipelines de transport de longue distance à l'intérieur de l'Alberta est d'environ 930 000 b/j jusqu'à Edmonton et 1 370 000 b/j jusqu'à Hardisty; Norlite assure une capacité d'environ 218 000 b/j de diluants à destination de la région de Fort McMurray. Le pipeline Woodland est une coentreprise dont nous détenons 50 %, l'autre tranche de 50 % étant détenue par Imperial Oil Resources Ventures Limited et ExxonMobil Canada Properties, et Norlite est une coentreprise dont nous détenons 70 %, l'autre tranche de 30 % étant détenue par Keyera Corp. Le réseau régional des sables bitumineux est appuyé par des engagements à long terme avec de multiples producteurs de sables bitumineux qui comprennent des dispositions relatives au recouvrement d'une partie des frais d'exploitation du réseau.

RÉSEAU DE LA CÔTE DU GOLFE DU MEXIQUE ET DU MILIEU DU CONTINENT

Le réseau de la côte du golfe du Mexique comprend le réseau de pétrole brut Seaway (« pipeline Seaway »), le pipeline Flanagan Sud (« Flanagan Sud »), le pipeline Spearhead et le pipeline Gray Oak, ainsi que le réseau du milieu du continent, lui-même composé du terminal de Cushing.

Pipeline Seaway

Nous détenons une participation de 50 % dans le pipeline Seaway, d'une longueur de 1 078 kilomètres (670 milles), qui comprend le réseau de canalisations pour transport sur longue distance d'un diamètre de 30 pouces et d'une longueur de 805 kilomètres (500 milles) qui relie Cushing, en Oklahoma, à Freeport, au Texas, ainsi que le réseau de distribution et le terminal de Texas City servant à l'approvisionnement des raffineries des régions de Houston et de Texas City. Le pipeline Seaway comprend aussi des réservoirs d'une capacité de stockage de 8,8 millions de barils de pétrole brut sur la côte texane du golfe du Mexique.

Le sens d'écoulement du pipeline Seaway a été inversé en 2012, ce qui permet l'acheminement du pétrole brut du carrefour saturé de Cushing, en Oklahoma, vers le golfe du Mexique. De nouvelles stations de pompage et modifications ont été achevées au début de 2013, ce qui a porté à près de 400 000 b/j la capacité accessible aux expéditeurs, selon les types de brut, alors que la capacité initiale était de 150 000 b/j. Vers la fin de 2014, une deuxième canalisation, la canalisation jumelle du pipeline Seaway, a été mise en service, ce qui a plus que doublé la capacité, qui se chiffre maintenant à 950 000 b/j. Le pipeline Seaway comprend également une canalisation de 161 kilomètres (100 milles) reliant le terminal de pétrole brut Enterprise Crude Houston situé à Houston, au Texas, au centre de raffinage de Port Arthur/Beaumont, au Texas également.

Flanagan Sud

Long de 950 kilomètres (590 milles), Flanagan Sud est un pipeline de pétrole brut inter-États de 36 pouces de diamètre qui relie notre terminal qui est situé à Flanagan, en Illinois, et qui constitue un point de livraison sur le réseau Lakehead, à celui de Cushing, en Oklahoma. Flanagan Sud et ses stations de pompage ont été parachevés au quatrième trimestre de 2014. La capacité de Flanagan Sud se situe à environ 600 000 b/j.

Pipeline Spearhead

Le pipeline Spearhead est un oléoduc de transport sur de longues distances qui achemine du pétrole brut d'un point de livraison du réseau de Lakehead situé à Flanagan, en Illinois, à Cushing, en Oklahoma. Ce pipeline est entré en service en 2006 et sa capacité est d'environ 193 000 b/j.

Pipeline Gray Oak

Le pipeline Gray Oak est un réseau de transport de pétrole brut de 1 368 kilomètres (850 milles) qui s'étend depuis le bassin permien dans l'ouest du Texas jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Le pipeline Gray Oak transporte du pétrole brut léger et a une capacité annuelle moyenne prévue de 900 000 b/j. Nous détenons une participation effective de 22,8 % dans le pipeline. La mise en service initiale du pipeline a eu lieu en novembre 2019, et la mise en service intégrale est prévue pour le deuxième trimestre de 2020.

Réseau du milieu du continent

Le réseau du milieu du continent est formé des terminaux de stockage de Cushing (le « terminal de Cushing »), en Oklahoma, soit plus de 80 réservoirs de stockage individuels d'une capacité allant de 78 000 à 570 000 barils. La capacité de stockage nominale du terminal de Cushing totalise environ 20 millions de barils. Une partie des installations de stockage sert à des fins opérationnelles, et le reste est cédé à contrat à divers participants du marché du pétrole brut à des fins de stockage temporaire. Les frais contractuels comprennent des frais de stockage mensuels fixes, des frais de débit pour la réception et la livraison de pétrole brut entre des pipelines de raccordement et des terminaux ainsi que des frais de fluidification.

AUTRES

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

Pipeline Southern Lights

Le pipeline Southern Lights est un pipeline à flux unique servant au transport de diluants, entre, d'une part, le terminal Manhattan, situé près de Chicago, en Illinois, et, d'autre part, trois installations de livraison de l'Ouest canadien, situées aux terminaux d'Edmonton et de Hardisty, en Alberta, et au terminal Kerrobert, en Saskatchewan. Ce pipeline de 16, 18 ou 20 pouces de diamètre et d'une capacité de 180 000 b/j a été mis en service en 2010. Le tronçon canadien du pipeline Southern Lights (« Southern Lights Canada ») et son tronçon américain (« Southern Lights US ») touchent tous deux des revenus tarifaires en vertu de contrats à long terme conclus avec des expéditeurs ayant pris un engagement en ce sens. Des contrats ont été conclus pour 90 % de la capacité du pipeline Southern Lights et 10 % de sa capacité (18 000 b/j) ont été attribués à des expéditeurs qui transportent des volumes non visés par des engagements.

Réseau Express-Platte

Le réseau Express-Platte est constitué du pipeline Express et du pipeline Platte, ainsi que d'installations de stockage de pétrole brut d'une capacité de quelque 5,6 millions de barils. Il transporte du pétrole brut sur environ 2 736 kilomètres (1 700 milles), depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Wood River, en Illinois. Le pipeline Express amène le pétrole brut jusqu'aux marchés américains de raffinage dans la région des Rocheuses, notamment au Montana, au Wyoming, au Colorado et en Utah. Le pipeline Platte rejoint le pipeline Express à Casper, au Wyoming, et sert principalement au transport du pétrole brut provenant de la formation schisteuse de Bakken et de l'Ouest canadien jusqu'aux raffineries du Midwest américain. La capacité du pipeline Express fait généralement l'objet d'engagements pris dans le cadre de contrats

d'achat ferme à long terme avec des expéditeurs. Une petite partie de la capacité du pipeline Express et la totalité de celle du pipeline Platte sont utilisées par des expéditeurs sans engagement, qui paient uniquement la capacité pipelinère qu'ils utilisent au cours d'un mois donné.

Réseau Bakken

Le réseau Bakken comprend le réseau du Dakota du Nord et le réseau pipelinier Bakken. Le réseau du Dakota du Nord dessert la formation Bakken dans le Dakota du Nord et comprend un réseau de collecte du pétrole brut et un réseau de transport par oléoduc inter-États. Le réseau de collecte assure la livraison à Clearbrook, au Minnesota, à partir d'où le service est pris en charge par le réseau de Lakehead, ou encore à divers pipelines d'interconnexion et installations ferroviaires d'exportation. Le tronçon inter-États du réseau comporte des canalisations aux États-Unis et au Canada, qui vont de Berthold, dans le Dakota du Nord, jusqu'à Cromer, au Manitoba.

Les tarifs sur le tronçon américain du réseau du Dakota du Nord sont régis par la FERC et comprennent des droits locaux. Le tronçon canadien est classé comme un pipeline du groupe 2, si bien que ses tarifs sont réglementés par la Régie en fonction des plaintes. Les droits sur le réseau pipelinier inter-États sont calculés aux termes de contrats d'achat ferme à long terme conclus avec des expéditeurs de premier plan.

Nous détenons une participation effective de 27,6 % dans le réseau pipelinier Bakken, qui relie la formation de Bakken, dans le Dakota du Nord, aux marchés de l'est du PADD II et de la côte américaine du golfe du Mexique. Le réseau pipelinier Bakken comprend le projet de pipeline d'accès Dakota, de la région de Bakken, dans le Dakota du Nord, jusqu'à Patoka, en Illinois, et le pipeline de brut d'Energy Transfer allant de Patoka, en Illinois, à Nederland, au Texas. Sa capacité actuelle est de 570 000 b/j de pétrole brut et elle pourrait être augmentée en haussant la puissance de pompage. Le réseau pipelinier Bakken est visé par des engagements de débit à long terme de la part de plusieurs producteurs.

Pipelines d'amenée et autres

L'unité d'exploitation Pipelines d'amenée et autres comprend plusieurs actifs de stockage et réseaux pipeliniers de liquides au Canada et aux États-Unis.

Les principaux actifs de cette unité sont le terminal à forfait et les cavernes de stockage Hardisty situés près de Hardisty, en Alberta, un important carrefour pipelinier de brut dans l'Ouest canadien, ainsi que le pipeline de prolongement de l'accès vers le sud (le « pipeline SAX ») entre Flanagan, en Illinois, et Patoka, également en Illinois. Le 1^{er} juillet 2014, Marathon a conclu une entente avec nous pour devenir propriétaire (à 35 %) du pipeline SAX et ainsi constituer l'Illinois Extension Pipeline Company (« IEPC »). Nous détenons une participation de 65 % dans IEPC. Le pipeline SAX a été mis en service en décembre 2015 et la presque totalité de sa capacité est garantie sur le plan commercial par des contrats d'achat ferme à long terme conclus avec des expéditeurs.

Pipelines d'amenée et autres comprend aussi les installations de stockage Patoka, le réseau pipelinier Toledo et le réseau Norman Wells (« NW »). Les installations de stockage Patoka se composent de quatre réservoirs d'une capacité nominale de 480 000 barils situés à Patoka, en Illinois. Le réseau pipelinier Toledo rejoint le réseau de Lakehead et dessert l'Ohio et le Michigan. Le réseau NW achemine du pétrole brut de Norman Wells, dans les Territoires du Nord-Ouest, à Zama, en Alberta, et utilise une structure tarifaire fondée sur le coût du service établie en fonction des conditions convenues avec les expéditeurs.

CONCURRENCE

Les autres transporteurs qui offrent leurs services pour acheminer des hydrocarbures liquides de l'Ouest canadien vers les marchés du Canada, des États-Unis et du reste du monde livrent concurrence à notre réseau d'oléoducs. La concurrence entre les pipelines actuels repose essentiellement sur le coût du transport, l'accès à l'approvisionnement, la qualité et la fiabilité des services, les solutions de rechange proposées par des transporteurs à forfait et la proximité des marchés.

De la concurrence vient aussi des nouveaux pipelines envisagés qui se proposent de donner accès aux marchés que desservent actuellement nos oléoducs; c'est le cas par exemple des projets devant desservir la côte du golfe du Mexique et ceux ciblant l'amélioration des infrastructures sur le marché régional des sables bitumineux de l'Alberta. Le réseau du milieu du continent et le réseau Bakken rivalisent aussi avec les pipelines existants, les pipelines projetés ainsi que les installations de collecte actuelles ou de substitution. Les installations de stockage aux États-Unis rivalisent avec celles de grandes sociétés pétrolières intégrées et d'autres partenariats d'envergure intermédiaire du secteur de l'énergie. De plus, la volatilité des écarts de prix sur le pétrole brut et l'insuffisance de la capacité de transport de nos pipelines ou de ceux de nos concurrents peuvent rendre concurrentiel le transport ferroviaire de pétrole brut, en particulier vers certains marchés actuellement négligés par le transport pipelinier.

Nous estimons que nos oléoducs sont à même d'attirer les producteurs du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (le « BSOC ») et du Dakota du Nord grâce à des droits concurrentiels et à la souplesse que procurent nos points de livraison et de stockage multiples. Nous concluons également avec les expéditeurs des ententes à long terme qui contribuent à atténuer le risque lié à la concurrence en garantissant l'approvisionnement constant de notre réseau d'oléoducs. Notre gamme de projets de croissance actuels visant l'élargissement de notre accès aux marchés et l'augmentation de la capacité de notre réseau pipelinier devrait procurer aux expéditeurs des solutions fiables et concurrentielles à long terme pour le transport de liquides. Nous possédons des antécédents prouvés quant à l'exécution réussie de projets visant à répondre aux besoins de nos clients. L'emprise actuelle de notre réseau principal constitue aussi un avantage concurrentiel, étant donné qu'il peut être difficile et onéreux d'obtenir des emprises pour de nouvelles canalisations traversant de nouvelles zones. En outre, nous cherchons à offrir sur le réseau principal des services contractuels qui pourraient contribuer davantage à atténuer le risque de concurrence.

OFFRE ET DEMANDE

Nous avons une longue tradition de réussite en tant que plus important transporteur de pétrole brut vers les États-Unis, le premier marché de pétrole brut du monde. L'utilisation de notre infrastructure dans un avenir prévisible sera alimentée par la demande de pétrole brut canadien aux États-Unis, mais les caractéristiques fondamentales de l'offre et de la demande de pétrole brut à l'échelle mondiale et nord-américaine sont en mutation et nous avons un rôle crucial à jouer en marge de cette transition en élaborant des options de transport à long terme permettant la circulation efficace du pétrole brut des régions productrices aux marchés utilisateurs.

Les perspectives énergétiques mondiales 2019 de l'Agence internationale de l'énergie indiquent que l'investissement dans le secteur en amont en 2019 démontre le maintien d'une courbe ascendante. Les prix internationaux ont accusé un recul en 2019 comparativement à l'exercice précédent compte tenu des tensions entre les États-Unis et la Chine et de l'accroissement continu des approvisionnements en dehors des pays de l'Organisation des pays producteurs de pétrole (« OPEP »). La demande mondiale de pétrole a légèrement augmenté d'une année à l'autre, mais les approvisionnements se sont accrus plus rapidement. Les États-Unis ont continué d'augmenter leur capacité de production, portée par leurs exportations de pétrole brut, qui ont atteint plus de 3 millions de b/j en septembre 2019.

Dans l'Ouest canadien, l'insuffisance de la capacité d'exportation des pipelines a donné lieu à une accumulation rapide des stocks et à des écarts défavorables pour le prix du brut de l'Ouest canadien; l'escompte du brut Western Canadian Select sur le brut West Texas Intermediate (« WTI ») a dépassé 50 \$ US par baril en octobre 2018. Cette situation a incité le gouvernement de l'Alberta à approuver un plan de location de 4 400 wagons pour fournir à l'industrie une capacité d'exportation ferroviaire d'environ 120 000 b/j d'ici la fin de 2020 et à adopter une politique imposant une réduction de la production de l'ordre de 325 000 b/j à compter du 1^{er} janvier 2019. L'objet de cette politique était de réduire les stocks d'environ 20 millions de barils et de ramener l'escompte du brut à des niveaux plus près des valeurs historiques. Cette politique prévoit l'atténuation de la réduction de production à mesure que les niveaux des stocks diminuent et qu'une nouvelle capacité de transport par pipeline et par rail devient opérationnelle. Les prix du brut de l'Ouest canadien ont réagi presque immédiatement à l'annonce de l'adoption de mesures de réduction de la production et l'écart de prix s'est rétréci pour se situer à environ

10 \$ US le baril. Un escompte de cet ordre signifierait que le transport ferroviaire n'est pas financièrement attrayant et, par conséquent, entrave les efforts du gouvernement visant à réduire les stocks. La circulation ferroviaire a diminué de plus de 200 000 b/j entre décembre 2018 et février 2019 puisque les écarts s'étaient rétrécis au point où le transport de brut par rail n'était plus économiquement viable au premier trimestre de 2019. Le différentiel s'est élargi à plus de 10 \$ le baril au cours des trimestres subséquents pour favoriser le transport de brut par train. Tout au long de l'exercice, les réductions de production ont diminué pour s'établir à 75 000 b/j en fin d'exercice puisqu'on s'attend à ce que les volumes de production en Alberta continuent d'augmenter en 2020.

Malgré les prix et les politiques albertaines, notre réseau principal continue jusqu'ici d'être fortement utilisé. Le débit du réseau principal, mesuré à la frontière Canada–États-Unis à Gretna, au Manitoba, a atteint un niveau record avec la livraison de 2,845 millions de b/j en décembre 2019, soit légèrement supérieur au record précédent atteint en juillet 2019. Le réseau principal a continué de faire l'objet d'une répartition, les volumes engagés dépassant la capacité disponible de certaines parties du réseau. Le contexte de faiblesse des prix du pétrole brut devrait avoir une incidence limitée sur la performance financière de nos oléoducs étant donné le rapport coût-efficacité des droits du réseau principal et les ententes commerciales visant bon nombre des pipelines qui assurent une protection considérable contre les fluctuations de volumes. Notre réseau principal est bien positionné pour continuer d'assurer un transport sécuritaire et efficace qui permettra à la production de l'Ouest canadien et de Bakken d'atteindre les marchés attrayants des États-Unis et de l'est du Canada à un coût concurrentiel par rapport à celui des autres options.

Les caractéristiques fondamentales de la production des sables bitumineux et les écarts défavorables des prix du pétrole brut de l'Ouest canadien ont incité certains promoteurs à revoir le calendrier des projets à venir. Bien qu'une mise à jour récente des prévisions indique toujours une croissance de l'approvisionnement à long terme provenant du BSOC, le rythme de croissance projeté est plus faible que ce qui était prévu initialement. En effet, les sociétés continuent d'évaluer la viabilité des investissements de capitaux dans le contexte actuel des prix et de l'incertitude qui entoure le moment où seront achevés et mis en service les nouveaux réseaux pipeliniers proposés par nos concurrents.

Selon les prévisions à long terme, la croissance soutenue de la consommation d'énergie à l'échelle mondiale devrait provenir principalement de pays émergents situés dans des régions ne faisant pas partie de l'Organisation de coopération et de développement économiques (l'« OCDE »), notamment l'Inde et la Chine. En Amérique du Nord, la croissance de la demande de carburant de transport devrait ralentir compte tenu de l'efficacité du carburant automobile et des ventes accrues de véhicules électriques. Cette situation procure donc une occasion stratégique d'aménager des installations d'exportation côtières pour servir les producteurs nord-américains souhaitant accéder aux marchés mondiaux.

La production mondiale à long terme de pétrole brut devrait continuer de croître jusqu'en 2035, principalement en Amérique du Nord, au Brésil et dans les pays de l'OPEP. La croissance de l'approvisionnement provenant de l'OPEP est attribuable en partie à la reprise de la production en Irak et en Libye. À plus long terme, la production nord-américaine tirée des gisements de pétrole avare devrait augmenter à mesure que la technologie continue d'améliorer la productivité des puits et les efficacités. Le rythme de croissance en Amérique du Nord et le niveau des investissements dans le BSOC pourraient être ralentis au cours des années à venir par un certain nombre d'éléments, notamment le creux persistant des cours du brut et les décisions de l'OPEP pouvant en découler sur le plan de la production, le resserrement de la réglementation environnementale, et l'allongement du processus d'approbation des nouveaux pipelines ayant accès aux marchés côtiers pour l'exportation ou aux marchés américains.

Au cours des dernières années, la demande intérieure relativement stable, l'offre croissante et le temps considérable que prend la construction d'infrastructures de pipelines ont provoqué une transformation profonde de la situation du pétrole brut en Amérique du Nord. L'impossibilité de transporter une production grandissante vers les marchés a entraîné un écart entre le prix du WTI et le prix mondial, de sorte que les producteurs nord-américains touchent des rentrées nettes inférieures. L'incidence des écarts de prix a été encore plus prononcée pour les producteurs de l'Ouest canadien, car le manque d'infrastructures pipelinières a entraîné une réduction supplémentaire du prix du brut de l'Alberta par rapport au WTI. Les pipelines d'exportation canadiens devraient continuer d'être exploités au maximum de leur capacité, si bien que la répartition sera maintenue sur notre réseau principal et la production supplémentaire devra être acheminée par d'autres modes de transport (p. ex. transport routier et ferroviaire) jusqu'à ce que la capacité pipelinière soit suffisante pour l'intégrer. Nous estimons tout de même que les pipelines demeureront le moyen de transport le plus fiable, le plus sécuritaire et le plus rentable à long terme.

Notre rôle face à l'évolution des caractéristiques fondamentales de l'offre et de la demande et dans l'atténuation des écarts de prix défavorables pour les producteurs et des coûts d'approvisionnement pour les raffineurs consiste à assurer l'optimisation du débit de nos réseaux d'oléoducs en exploitation et à faire des investissements dans de nouveaux pipelines et les infrastructures connexes afin de fournir une capacité accrue de transport par pipeline et des liens durables avec les marchés de remplacement. Les progrès réalisés dans l'aménagement et la construction de nos projets de croissance garantis sur le plan commercial sont commentés à la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Projets de croissance – Projets garantis sur le plan commercial*.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

Le secteur Transport de gaz et services intermédiaires comprend nos investissements dans des pipelines et des installations de collecte et de traitement du gaz naturel au Canada et aux États-Unis, soit US Gas Transmission, le transport de gaz au Canada, le secteur intermédiaire aux États-Unis et d'autres actifs.



US GAS TRANSMISSION

US Gas Transmission comprend des participations dans Texas Eastern, Algonquin, M&N U.S., East Tennessee, Gulfstream, Sabal Trail Transmission (« Sabal Trail », NEXUS, Valley Crossing, Southeast Supply Header (« SESH »), Vector Pipeline L.P. (« Vector ») et dans certains autres actifs de gazoducs et de stockage. Les activités d'US Gas Transmission sont surtout concentrées dans le transport et le stockage de gaz naturel grâce à des réseaux de canalisations inter-États rejoignant des clients dans diverses régions du nord-est, du sud et du Midwest des États-Unis.

Le réseau de transport de gaz naturel Texas Eastern, d'une longueur d'environ 2 735 kilomètres (1 700 milles), relie les champs de production de la côte du golfe du Mexique au Texas et en Louisiane et les États de l'Ohio, de la Pennsylvanie, du New Jersey et de New York. Son réseau de transport terrestre est composé d'environ 14 597 kilomètres (9 070 milles) de canalisations et des stations de compression connexes. Texas Eastern est aussi raccordé à quatre installations de stockage affiliées qui appartiennent en tout ou en partie à d'autres entités d'US Gas Transmission.

Le réseau de transport de gaz naturel Algonquin rejoint les installations de Texas Eastern au New Jersey et traverse, sur environ 402 kilomètres (250 milles), les États du New Jersey, de New York, du Connecticut, du Rhode Island et du Massachusetts, où il se raccorde au réseau M&N U.S. Il consiste en environ 1 835 kilomètres (1 140 milles) de canalisations et en stations de compression connexes. Nous détenons une participation de 92 % dans le réseau de transport de gaz naturel Algonquin.

M&N U.S. est un réseau principal de transport du gaz naturel inter-États qui comprend environ 563 kilomètres (350 milles) de canalisations et les stations de compression connexes. Il s'étend du nord-est de l'État du Massachusetts à la frontière canado-américaine près de Baileyville, dans l'État du Maine. M&N U.S. est relié au tronçon canadien du réseau de Maritimes & Northeast Pipeline (« M&N Canada ») (se reporter à la rubrique *Transport de gaz et services intermédiaires – Transport de gaz au Canada*). Nous détenons une participation de 78 % dans M&N U.S.

Le réseau de transport de gaz naturel East Tennessee croise le réseau Texas Eastern à deux endroits au Tennessee. Il est composé de deux canalisations principales d'une longueur totale de quelque 2 470 kilomètres (1 535 milles) dans les États du Tennessee, de la Géorgie, de la Caroline du Nord et de la Virginie et des stations de compression connexes. East Tennessee comprend une installation de stockage de GNL au Tennessee et se branche aussi à des installations de stockage à Saltville, en Virginie.

Gulfstream est un réseau inter-États de transport du gaz naturel constitué de quelque 1 199 kilomètres (745 milles) de canalisations et des stations de compression connexes. Il est exploité conjointement avec la société The Williams Companies, Inc. Gulfstream achemine du gaz naturel depuis les États du Mississippi, de l'Alabama, de la Louisiane et du Texas jusqu'aux marchés du centre et du sud de la Floride, après avoir franchi le golfe du Mexique. Nous détenons une participation de 50 % dans Gulfstream.

Sabal Trail, un pipeline d'une longueur d'environ 829 kilomètres (515 milles), fournit un service de transport ferme de gaz naturel à Florida Power & Light Company pour répondre aux besoins de production d'électricité de cette dernière ainsi qu'à une usine à gaz naturel de Duke Energy en Floride. Les installations comprennent un gazoduc, des canalisations latérales et plusieurs stations de compression. La nouvelle infrastructure, située en Alabama, en Géorgie et en Floride, apportera environ 1,1 milliard de pieds cubes par jour (« Gpi³/j ») de capacité supplémentaire et donnera accès aux ressources de gaz de schiste terrestres, une fois achevés les futurs agrandissements approuvés. Nous détenons une participation de 50 % dans Sabal Trail.

NEXUS est un réseau de transport du gaz naturel interétatique qui comprend des canalisations d'environ 410 kilomètres (255 milles) et les stations de compression connexes. NEXUS, d'une capacité d'environ 1,5 Gpi³/j, achemine du gaz naturel depuis notre réseau Texas Eastern, en Ohio, jusqu'à notre pipeline interétatique Vector, au Michigan. Puisqu'il est relié à Vector, le réseau NEXUS établit un lien avec le carrefour Dawn, la plus importante installation de stockage souterraine intégrée du Canada et l'une des plus importantes aux États-Unis. Cette installation est située dans le sud-ouest de l'Ontario à proximité de la région du Grand Toronto. Nous détenons une participation de 50 % dans NEXUS.

Valley Crossing est un réseau de gazoducs interétatique qui comprend des canalisations d'environ 274 kilomètres (170 milles) et les stations de compression connexes. L'infrastructure pipelinière est située au Texas et permet d'avoir accès aux marchés de la Comisión Federal de Electricidad, service public d'électricité du Mexique, dont le volume peut atteindre 2,6 Gpi³/j.

SESH est un réseau de transport du gaz naturel qui comprend des canalisations d'environ 467 kilomètres (290 milles) et les stations de compression connexes; il est détenu et exploité conjointement avec Enable Gas Transmission, LLC. SESH a son point d'origine au carrefour de Perryville dans le nord-est de la Louisiane, où six grands raccordements permettent d'accéder aux zones de production de gaz de schiste dans l'est du Texas, dans le nord de la Louisiane et en Arkansas, ainsi qu'aux secteurs de production classique. SESH s'étend jusqu'en Alabama, avec des points d'interconnexion avec 14 grands pipelines sur l'axe nord-sud et trois installations de stockage à grande disponibilité. Nous détenons une participation de 50 % dans SESH.

Vector est un pipeline d'une longueur de 560 kilomètres (348 milles) qui transporte 1,3 Gpi³/j de gaz naturel de Joliet, en Illinois, dans la région de Chicago, à certaines parties de l'Indiana, du Michigan et de l'Ontario. Nous détenons une participation de 60 % dans Vector.

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

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

TRANSPORT DE GAZ AU CANADA

Le 4 juillet 2018, nous avons conclu avec Brookfield Infrastructure Partners L.P. et ses partenaires institutionnels des ententes visant la vente de notre entreprise de services aux champs gaziers en Colombie-Britannique. Des ententes distinctes ont été conclues pour les installations assujetties à la réglementation provinciale et celles soumises à la réglementation fédérale. Le 1^{er} octobre 2018, nous avons réalisé la vente des installations sous réglementation provinciale et, le 31 décembre 2019, nous avons réalisé la vente des installations sous réglementation fédérale. Pour un complément d'information, se reporter à la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Faits nouveaux – Monétisation d'actifs* et à la note 8, *Acquisitions et cessions*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*.

Le 28 mai 2019, nous avons réalisé la vente de nos actifs de collecte et de traitement de gaz naturel assujettis à la réglementation fédérale dans la région de Grizzly Valley en Colombie-Britannique à Sukunka Natural Resources Inc., filiale de Canadian Natural Resources Limited.

L'unité d'exploitation Transport de gaz au Canada continue d'englober le gazoduc en Colombie-Britannique, M&N Canada, le pipeline Alliance ainsi que certains autres gazoducs, conduites de collecte et installations de traitement et de stockage du secteur intermédiaire.

Notre pipeline en Colombie-Britannique comporte quelque 2 900 kilomètres (1 800 milles) de gazoducs en Colombie-Britannique et en Alberta, ainsi que les stations de compression connexes sur la canalisation principale et il fournit des services de transport de gaz naturel rémunérés à l'acte. M&N Canada est un réseau principal de transport du gaz naturel interprovincial qui est constitué d'environ 885 kilomètres (550 milles) de canalisations. Il s'étend de Goldboro, en Nouvelle-Écosse, jusqu'à la frontière canado-américaine près de Baileyville, dans l'État du Maine. M&N Canada est raccordé au réseau M&N U.S. Pour un complément d'information, se reporter à la rubrique *Transport de gaz et services intermédiaires – US Gas Transmission*. Nous détenons une participation de 78 % dans M&N Canada.

Le pipeline Alliance se compose de 3 000 kilomètres (1 864 milles) de pipelines intégrés de transport de gaz naturel à haute pression et d'environ 860 kilomètres (534 milles) de conduites latérales et d'infrastructures connexes. Il transporte du gaz naturel riche en liquides du nord-est de la Colombie-Britannique, du nord-ouest de l'Alberta et de la région de Bakken, dans le Dakota du Nord, jusqu'au carrefour d'échange de gaz Alliance à Chicago, en aval des installations d'extraction et de fractionnement de LGN d'Aux Sable, à Channahon, en Illinois. La plupart des services de transport offerts par le pipeline Alliance font l'objet d'ententes de services de transport fermes aux termes desquelles les clients versent des droits de réservation fixes mensuels sans égard aux volumes réellement transportés dans les gazoducs. Le pipeline Alliance offre aussi des services de transport interruptibles qui permettent aux clients de souscrire de la capacité, s'il en reste au moment de la demande. Nous détenons une participation de 50 % dans le pipeline Alliance.

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

SERVICES INTERMÉDIAIRES AUX ÉTATS-UNIS

Le secteur intermédiaire aux États-Unis comprend une participation de 42,7 % dans Aux Sable Liquid Products LP et dans Aux Sable Midstream LLC, et une participation de 50 % dans Aux Sable Canada LP (collectivement, « Aux Sable »). Aux Sable Liquid Products LP possède et exploite une usine d'extraction et de fractionnement de LGN située à Channahon, en Illinois, près de Chicago, à proximité du terminal du pipeline Alliance. Aux Sable possède également des installations en amont du pipeline Alliance, qui permettent la livraison dans le pipeline de volumes de gaz riche en liquides qui seront traités à l'usine d'Aux Sable. Ces installations comprennent l'usine de conditionnement de Palermo et le pipeline Prairie Rose dans la région de Bakken, dans le Dakota du Nord, qui appartiennent à Aux Sable Midstream US et qui sont exploités par cette dernière, ainsi que les participations d'Aux Sable Canada dans la région Montney, en Colombie-Britannique, qui comprennent le pipeline Septimus et les usines à gaz Septimus et Wilder.

Les services intermédiaires aux États-Unis comprennent également un placement de 50 % dans DCP Midstream, LLC (« DCP Midstream »), qui détient indirectement une participation de 57 % dans le commandité de DCP Midstream, LP, regroupant la participation de commandité et de commanditaire. DCP Midstream, LP est une société en commandite principale possédant un portefeuille d'actifs diversifié et active dans les secteurs de la collecte, de la compression, du traitement, de la transformation, du transport, du stockage et de la vente de gaz naturel, de la production, du fractionnement, du transport, du stockage et de la vente de LGN et de la récupération et de la vente de condensat. DCP Midstream, LP possède et exploite plus de 49 usines ainsi que des gazoducs et des pipelines de liquides de gaz naturel d'une longueur d'environ 99 780 kilomètres (62 000 milles); ses installations sont réparties dans les grandes régions productrices dans 17 États.

AUTRES

Les autres activités comprennent essentiellement nos actifs extracôtiers. Enbridge Offshore Pipelines compte 11 pipelines actifs de collecte et de transport de gaz naturel réglementés par la FERC et quatre oléoducs actifs. Ces pipelines sont situés dans quatre grands couloirs du golfe du Mexique s'étendant jusqu'aux exploitations situées dans les eaux profondes et comprennent près de 2 100 kilomètres (1 300 milles) de conduites sous-marines et des installations terrestres d'une capacité totale d'environ 6,5 Gpi³/j.

CONCURRENCE

Notre secteur de transport et de stockage de gaz naturel est en concurrence avec des installations du même type offrant les mêmes services et desservant nos zones d'approvisionnement et de marché. Les modèles de distribution du gaz naturel changent partout en Amérique du Nord en raison des nouvelles sources d'approvisionnement et de l'évolution des centres de demande, ce qui crée de la concurrence pour saisir les occasions de croissance. Au nombre des principaux éléments concurrentiels, on compte la situation géographique, les tarifs, les modalités de service ainsi que la souplesse et la fiabilité du service.

Le gaz naturel que transportent nos entreprises fait concurrence à d'autres formes d'énergie qui sont proposées à nos clients et utilisateurs finaux, dont l'électricité, le charbon, le propane, les mazouts et les énergies renouvelables. Les facteurs qui influent sur la demande de gaz naturel comprennent les variations de prix, la disponibilité du gaz naturel et d'autres formes d'énergie, l'intensité de l'activité commerciale, la conjoncture économique à long terme, la conservation, la législation, la réglementation gouvernementale, la capacité de convertir les installations à des combustibles de rechange, les conditions météorologiques, etc.

La concurrence vise tous les marchés où nos entreprises exercent des activités. D'autres pipelines de gaz naturel inter-États et intra-États (ou leurs sociétés affiliées) et d'autres entreprises intermédiaires qui assurent le transport, la collecte, le traitement, la transformation et la commercialisation du gaz naturel ou des LGN rivalisent avec notre secteur Transport du gaz naturel et services intermédiaires. Étant donné que les gazoducs sont généralement le moyen de transport terrestre le plus efficace pour le gaz naturel, les plus grands concurrents de nos gazoducs sont d'autres gazoducs.

OFFRE ET DEMANDE

Nos gazoducs constituent l'un des plus grands réseaux de transport de gaz naturel en Amérique du Nord, reliant les prolifiques bassins d'approvisionnement et les grands centres de demande à l'échelle du continent. Nos réseaux font partie intégrante de la transition dans les caractéristiques fondamentales du gaz naturel au cours de la dernière décennie et continueront de contribuer à l'évolution du paysage énergétique. Dans le contexte des changements dans la production et la consommation, tant à l'échelle nationale qu'internationale, nous devons continuer d'assurer un lien critique entre les marchés.

En 2010, la production de gaz naturel dans le bassin de la région des Appalaches et le bassin permien était inférieure à 5,0 Gpi³/j dans chaque cas. Aujourd'hui, la production de gaz naturel cumulée de ces régions est supérieure à 50,0 Gpi³/j. Les technologies améliorées et l'accroissement des forages dans les gisements de gaz de schiste ont rehaussé les approvisionnements de gaz naturel à faible coût. Par ailleurs, on observe une augmentation correspondante de la demande sur notre infrastructure gazière en Amérique du Nord. Nous avons été en mesure de répondre aux besoins des producteurs et des consommateurs grâce aux nombreux prolongements et inversions sur nos principaux réseaux ainsi qu'aux projets entièrement nouveaux et aux acquisitions stratégiques que nous avons réalisés. Nos réseaux de transport de gaz aux États-Unis avaient été initialement conçus pour transporter du gaz naturel de la côte américaine du golfe du Mexique pour alléger la pénurie sur les marchés du nord-est. Nos réseaux, fonctionnant au maximum de leur capacité et fortement utilisés, ont désormais la capacité de transporter divers approvisionnements vers les marchés du nord-est, du sud-est, du Midwest et de la côte américaine du golfe du Mexique

Le marché du nord-est, où l'offre demeure essentiellement limitée, poursuit sa croissance en mode soutenu. La demande de gaz naturel dans le nord-est devrait augmenter de 2,5 Gpi³/j jusqu'en 2040, profitant de la croissance continue des volumes commerciaux et résidentiels. Le gaz naturel est en tête du bouquet énergétique sur le marché des exploitants de réseaux indépendants de Nouvelle-Angleterre, avec une part de plus de 40 %. Nos réseaux permettent un débit bidirectionnel, ce qui nous permet d'acheminer des approvisionnements intérieurs et importés à nos clients régionaux, dont 75 % sont des utilisateurs finaux avec un taux de renouvellement de contrat de plus de 99 %. La mise en valeur des formations schisteuses de Marcellus et d'Utica dans la région des Appalaches a fait augmenter les approvisionnements gaziers dans la région.

Les prévisions laissent entrevoir que la demande de gaz naturel dans la région du sud-est augmentera de 4,0 Gpi³/j jusqu'en 2040. La capacité de production en Floride devrait progresser de 15 % d'ici 2026 et devrait provenir essentiellement d'installations alimentées au gaz naturel. Le marché du sud-est est relié à de multiples gisements d'approvisionnements riches en liquides, y compris les formations schisteuses de Marcellus et d'Utica, offrant un approvisionnement constant et des prix stables à une population croissante d'utilisateurs finaux de nos nombreux réseaux aux termes d'ententes de services publics à long terme.

Le marché du Midwest a accès à deux des régions de production de gaz dont les coûts sont les plus bas à l'échelle du continent, et ce, grâce à nos réseaux qui sont reliés aux approvisionnements de la région des Appalaches et de l'Ouest canadien. Il sera important de maintenir ce lien, puisque la demande dans la région devrait continuer de croître au rythme d'environ 3,0 Gpi³/j au cours des deux prochaines décennies. La souplesse d'approvisionnement sur ce marché est particulièrement cruciale au maintien de la liquidité et de la stabilité des prix à mesure que le gaz naturel continuera de remplacer les centrales au charbon.

La demande sur la côte américaine du golfe du Mexique est stimulée par la vague d'installations pétrochimiques consommant beaucoup de gaz qui commencent à être mises en service ainsi que par les centrales de production d'électricité, accroissement auquel s'ajoutera une hausse des exportations de GNL et des exportations par pipelines vers le Mexique. La demande régionale devrait augmenter de plus de 19,0 Gpi³/j jusqu'en 2040. Le marché de la côte américaine du golfe du Mexique a pu bénéficier de la capacité à faible coût de nos actifs alors que la relation entre les approvisionnements et les marchés s'est déplacée. Il est difficile d'accéder à cette capacité peu coûteuse ou même de la reproduire, car elle procure aux expéditeurs et aux transporteurs une stabilité pour ce qui est de la capacité et de l'utilisation. L'accès aux marchés côtiers et la proximité au Mexique continuent de faire de cette région une plateforme de commerce mondial dans le contexte de la solide croissance des exportations par pipeline et des exportations de GNL et de gaz de pétrole liquéfié (« GPL »). Les États-Unis avaient exporté environ 4,0 Gpi³/j de gaz naturel de la région de la côte américaine du golfe du Mexique à la fin de 2019, et une capacité d'exportation d'environ 10,0 Gpi³/j devrait entrer en service d'ici 2021.

On observe une solide croissance de l'offre et de la demande aux États-Unis, mais l'absence de capacité adéquate a exercé une pression à la baisse sur le prix du gaz naturel à l'échelle locale. Au cours des dernières années, l'écart de prix pour les approvisionnements du bassin de la région des Appalaches a été de l'ordre de 1,00 \$ à 2,00 \$ le million d'unités thermales britanniques (« MBTU ») comparativement à ceux du carrefour Henry dans la région de la côte américaine du golfe du Mexique. Contrairement à la production de gaz sec dans la formation Marcellus, la croissance de la production de gaz naturel dans le bassin permien provient de la robuste production de pétrole brut dans la région. Les approvisionnements de gaz associé provenant de la région se sont accrus d'environ 10,0 Gpi³/j au cours des deux dernières années et les prévisions laissent entrevoir que cette croissance se maintiendra pendant la prochaine décennie. Jusqu'à la mise en service de la nouvelle capacité de transport de gaz naturel au début des années 2020, les prix du gaz naturel dans la région demeureront faibles par rapport à ceux des autres régions productrices.

Dans l'Ouest canadien, on observe une situation semblable à celle du bassin permien : les marchés locaux doivent composer avec des prix très bas, voire négatifs, pour le gaz naturel puisque les goulots d'étranglement persistent. Nos réseaux dans la région du nord-ouest des États-Unis sur la côte du Pacifique, qui sont exploités au maximum de leur capacité ou presque, fournissent l'un des quelques liens essentiels avec les centres de demande. Le besoin de nouvelles infrastructures pour le gaz naturel et LGN continuera d'augmenter à mesure que la demande d'approvisionnement du BSOC ira croissante, alimentée en grande partie par la production de LGN et la production de sables bitumineux locale.

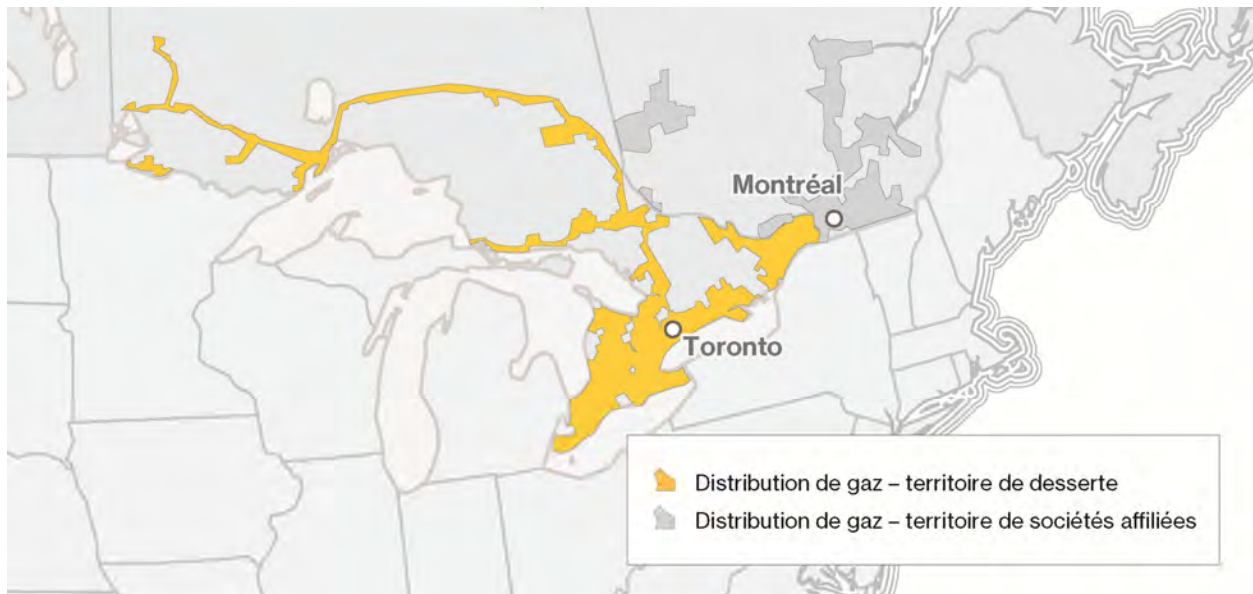
Selon l'Agence internationale de l'énergie, la demande énergétique mondiale devrait augmenter d'environ 25 % d'ici 2040, surtout en raison de la croissance économique des pays non membres de l'OCDE. Le gaz naturel aura un rôle important à jouer pour répondre à cette demande d'énergie, car la consommation de gaz devrait augmenter d'environ 40 % au cours de cette période, et on prévoit qu'il sera parmi les sources d'énergie dont la croissance sera la plus rapide. Les exportations en provenance de l'Amérique du Nord joueront un rôle important en vue de répondre à la demande mondiale, ce qui met en évidence la capacité de nos réseaux à demeurer hautement sollicités par les expéditeurs et le besoin de trouver des solutions permettant d'augmenter la capacité de transport à l'échelle de l'Amérique du Nord. Dans le contexte de ces facteurs fondamentaux mondiaux, nous croyons que nous sommes bien placés pour procurer aux expéditeurs des solutions à valeur ajoutée. Nous répondons également au besoin d'infrastructures régionales en investissant davantage dans des installations de transport de gaz au Canada et aux États-Unis. Pour un complément d'information sur l'aménagement et la construction de nos projets de croissance garantis sur le plan commercial, se reporter à la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Projets de croissance – Projets garantis sur le plan commercial*.

DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

Le secteur Distribution et stockage de gaz se compose de nos services publics de distribution de gaz naturel, dont l'essentiel des activités est exercé par Enbridge Gas Inc. (« Enbridge Gas »), qui dessert des clients résidentiels, commerciaux et industriels à l'échelle de l'Ontario. Ce secteur comprend en outre des services de distribution de gaz naturel au Québec et un placement dans Noverco Inc. (« Noverco »).

Enbridge Gas Distribution Inc. (« EGD ») et Union Gas Limited (« Union Gas ») ont fusionné le 1^{er} janvier 2019. La société issue de la fusion poursuit ses activités sous le nom d'Enbridge Gas. La fusion donne lieu à la création de la plus importante société de distribution de gaz naturel en Amérique du Nord pour ce qui est des volumes d'expédition et de la troisième en importance pour ce qui est du nombre de clients. Nous prévoyons que cette fusion suscitera des efficiences et des synergies, renforcera la chaîne d'approvisionnement, créera de nouvelles occasions de croissance et procurera une plateforme plus solide pour produire des rendements vigoureux et prévisibles pour les actionnaires ainsi qu'une valeur et des services supérieurs pour les clients.

Le 1^{er} octobre 2019, nous avons réalisé la vente d'Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick Inc. (« EGNB ») à Liberty Utilities (Canada) LP et, le 1^{er} novembre 2019, nous avons réalisé la vente de St. Lawrence Gas Company, Inc. à Liberty Utilities Co., toutes deux filiales en propriété exclusive d'Algonquin Power & Utilities Corp. Pour obtenir davantage de renseignements, se reporter à la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Faits nouveaux – Monétisation d'actifs* et à la note 8, *Acquisitions et cessions*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*.



ENBRIDGE GAS

Enbridge Gas, en exploitation depuis près de 170 ans, est un distributeur de gaz naturel à tarifs réglementés proposant des services de stockage et de transport. Enbridge Gas dessert près de 3,8 millions de clients résidentiels, commerciaux et industriels à l'échelle de l'Ontario.

Enbridge Gas participe directement à trois volets des activités de distribution de gaz naturel : la distribution, le transport et le stockage.

Distribution

La distribution de gaz naturel à la clientèle représente la principale source de revenus d'Enbridge Gas. Les services offerts aux clients résidentiels, aux petites entreprises et aux industries pour le chauffage sont principalement fondés sur le coût du service (sans contrat à durée ou à prix fixe). Les services offerts à des clients commerciaux et industriels plus importants sont habituellement fondés sur des ententes annuelles liées à des contrats de service garanti ou interruptible. Aux termes d'un contrat de service garanti, Enbridge Gas est tenue de livrer du gaz naturel à ses clients à concurrence d'un volume quotidien maximal. Le service assuré conformément à un contrat de service interruptible est semblable à celui d'un contrat de service garanti, excepté qu'il permet des interruptions de service au gré d'Enbridge Gas pour répondre à la demande saisonnière ou en période de pointe. La Commission de l'énergie de l'Ontario (« CÉO ») approuve les tarifs pour les services contractuels et les services généraux. Le réseau de distribution comprend des pipelines qui s'étendent sur environ 151 000 kilomètres (93 800 milles) et qui transportent le gaz naturel du point d'approvisionnement local jusqu'aux clients.

Les clients peuvent choisir la source d'approvisionnement en gaz naturel. Ils peuvent acheter et livrer leur propre gaz naturel au moyen du réseau de distribution d'Enbridge Gas ou ils peuvent opter pour un approvisionnement à partir du réseau, selon lequel ils achètent du gaz naturel du portefeuille d'approvisionnement d'Enbridge Gas. Pour acquérir le volume de gaz naturel nécessaire pour répondre aux besoins de ses clients, Enbridge Gas maintient un portefeuille d'approvisionnements diversifiés en gaz naturel : elle achète des approvisionnements avec livraison en Ontario et elle se procure des approvisionnements en provenance de nombreux bassins d'approvisionnement à l'échelle de l'Amérique du Nord.

Transport

Enbridge Gas conclut des contrats de services de transport garanti, principalement avec TransCanada PipeLines Limited (« TransCanada »), Vector Pipeline Limited Partnership et NEXUS Gas Transmission Pipeline, pour répondre à ses besoins annuels d'approvisionnement en gaz naturel. Les contrats de service de transport ne sont pas directement liés à une source d'approvisionnement donnée de gaz naturel. En concluant des contrats de transport qui ne sont pas reliés aux approvisionnements en gaz naturel, Enbridge Gas dispose de la souplesse nécessaire pour obtenir ses propres approvisionnements en gaz naturel et répondre aux besoins des clients qui achètent directement du gaz naturel au moyen de la capacité fournie par TransCanada. Enbridge Gas établit des prévisions quant aux besoins d'approvisionnement en gaz naturel de ses clients, y compris les besoins de transport et de stockage connexes.

En complément des contrats de services de transport, Enbridge Gas propose des services de transport garanti et interruptible sur son propre réseau pipelinier Dawn-Parkway. Le réseau de transport d'Enbridge Gas est composé d'environ 5 500 kilomètres (3 418 milles) de canalisations à haute pression et de cinq stations de compression aménagées sur la canalisation principale; sa capacité quotidienne en période de pointe est de 7,6 Gpi³/j. Le réseau d'Enbridge Gas relie aussi un vaste ensemble de bassins de stockage de gaz souterrains à l'installation de Tecumseh et du carrefour Dawn (collectivement, « Dawn ») aux principaux marchés canadiens et américains; il s'agit d'un pont essentiel dans l'acheminement de gaz naturel depuis les bassins d'approvisionnement de l'Ouest canadien et des États-Unis jusqu'aux marchés du centre du Canada et du nord-est des États-Unis.

À mesure que s'accroît l'offre de gaz naturel dans des régions situées près de l'Ontario, les demandes d'accès à ces diverses sources d'approvisionnement augmentent à Dawn, tout comme les demandes de transport de gaz sur le réseau pipelinier Dawn-Parkway vers les marchés de l'Ontario, de l'est du Canada et du nord-est des États-Unis. En 2019, Enbridge Gas a livré 1 860 Gpi³ de gaz sur son réseau de distribution et de transport. Un montant substantiel des produits tirés du transport d'Enbridge Gas provient des droits annuels fixes liés à la demande, la durée moyenne d'un contrat à long terme étant d'environ 13 ans et le contrat le plus long ayant encore 21 ans à courir.

Stockage

Les activités d'Enbridge Gas sont fortement saisonnières, car la demande quotidienne de gaz naturel sur le marché fluctue en fonction de la température, la consommation étant la plus élevée pendant les mois d'hiver. L'utilisation d'installations de stockage permet à Enbridge Gas de prendre livraison de gaz naturel à des conditions favorables en dehors des périodes de pointe, soit l'été, qu'elle utilisera par la suite pendant la saison de chauffage hivernale. De cette manière, Enbridge Gas réduit le plus possible le coût annuel du transport du gaz naturel entre ses bassins d'approvisionnement, ce qui contribue à diminuer le coût global de l'approvisionnement en gaz naturel et assure une certaine protection en cas d'interruption de courte durée de transport du gaz naturel vers les zones de desserte d'Enbridge Gas.

L'installation de stockage d'Enbridge Gas à Dawn est située dans le sud-ouest de l'Ontario et a une capacité utile de quelque 272 Gpi³; elle comprend 34 réservoirs souterrains aménagés dans des champs de gaz épuisés. Dawn est la plus grande installation de stockage souterraine intégrée au Canada et l'une des plus importantes en Amérique du Nord. Environ 181 Gpi³, en fonction des valeurs calorifiques actuelles respectives, de la capacité utile totale sont disponibles pour les activités de services publics d'Enbridge Gas. Cette dernière a de plus conclu avec des tiers des contrats de stockage visant une capacité de 17 Gpi³.

Dawn crée pour ses clients un pont essentiel dans l'acheminement du gaz naturel depuis les bassins d'approvisionnement dans l'ouest du Canada et des États-Unis jusqu'aux marchés du centre du Canada et du nord-est des États-Unis. La configuration de Dawn confère de la souplesse aux injections, aux retraits et au conditionnement de gaz. Les clients peuvent acheter des services de stockage garanti ou interruptible à Dawn. Dawn offre aux clients une vaste gamme d'options d'accès facile aux marchés en aval et en amont. En 2019, Dawn a fourni des services de stockage, d'équilibrage, de prêt, de transport, d'échange et de charge de pointe à plus de 200 contreparties.

Un montant considérable des produits tirés du stockage d'Enbridge Gas provient des droits annuels fixes liés à la demande, la durée moyenne d'un contrat à long terme étant d'environ 4 ans et le contrat le plus long ayant encore 17 ans à courir.

NOVERCO

Noverco est une société de portefeuille qui détient en propriété exclusive Société en commandite Énergir (« Énergir »), auparavant appelée Société en commandite Gaz Métro, entreprise de distribution de gaz naturel exerçant ses activités au Québec et possédant des participations dans des filiales qui exercent leurs activités de transport et de distribution de gaz et de distribution d'électricité au Québec et dans l'État du Vermont. Énergir dessert actuellement environ 525 000 clients résidentiels et industriels et est assujettie à la réglementation de la Régie de l'énergie du Québec et de la Vermont Public Utility Commission. Noverco détient par ailleurs, directement et indirectement, un placement dans nos actions ordinaires. Nous détenons une participation dans Noverco du fait que nous possédons 38,9 % des actions ordinaires ainsi qu'un placement en actions privilégiées de cette dernière.

GAZIFÈRE

Par ailleurs, nous détenons en propriété exclusive Gazifère, une entreprise de distribution de gaz naturel qui dessert près de 43 000 clients dans l'ouest du Québec, un marché non desservi par Énergir. Gazifère est réglementée par la Régie de l'énergie du Québec.

CONCURRENCE

Le réseau d'Enbridge Gas Distribution est réglementé par la CÉO et est assujetti à la réglementation à plusieurs égards, notamment les tarifs. Enbridge Gas n'est généralement pas soumise à la concurrence de tierces parties dans les zones de concession qu'elle dessert.

Enbridge Gas livre concurrence aux autres formes d'énergie auxquelles ses clients et utilisateurs finaux ont accès, y compris l'électricité, le charbon, le propane et les mazouts. Les facteurs qui influent sur la demande de gaz naturel comprennent notamment les conditions météorologiques, les variations de prix, la disponibilité du gaz naturel et d'autres formes d'énergie, l'intensité de l'activité commerciale, la conservation, la législation, la réglementation gouvernementale, la capacité de convertir les installations à des combustibles de rechange.

OFFRE ET DEMANDE

Nous prévoyons que la demande de gaz naturel en Amérique du Nord continuera de connaître un faible taux de croissance à long terme alors que la croissance de la demande en période de pointe se poursuivra. La modeste croissance attribuable aux faibles prix du gaz naturel devrait se maintenir compte tenu de l'attrait du prix du gaz naturel par rapport aux autres formes d'énergie, cet intérêt provenant tout particulièrement des collectivités qui ne sont pas desservies en gaz naturel à l'heure actuelle. Enbridge Gas continue de promouvoir l'économie d'énergie et l'efficacité énergétique; ses efforts à ce titre sont axés sur la réduction de la consommation de gaz naturel au moyen de divers programmes de gestion de la demande offerts à ses clients sur tous les marchés. Nous prévoyons que la demande de gaz naturel dans la région du Grand Toronto continuera d'augmenter compte tenu de la croissance démographique favorable, à laquelle contribue l'expansion d'autres collectivités desservies par notre réseau.

Le marché du stockage et du transport continue de s'adapter à l'évolution de la dynamique de l'approvisionnement en gaz naturel en contexte d'offre élevée. Ces dernières années, le solide bilan d'approvisionnement gazier en Amérique du Nord, en raison surtout de la mise en valeur du gaz de schiste, notamment en Alberta et en Colombie-Britannique et dans les formations schisteuses de Marcellus et d'Utica, a fait baisser les prix des marchandises et réduit les écarts de prix saisonniers. Les valeurs accordées aux services de stockage non réglementés sont principalement déterminées en fonction de l'écart de valeur entre les prix du gaz naturel en hiver et en été. Les valeurs des stocks ont été relativement stables ou en légère augmentation étant donné que l'approvisionnement gazier et la demande de gaz naturel en Amérique du Nord se sont progressivement rééquilibrés.

PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUELABLE

Le secteur Production d'énergie renouvelable se compose essentiellement de participations dans des actifs d'énergie éolienne, solaire et géothermique ainsi que dans des actifs de récupération de chaleur résiduelle et de transport. En Amérique du Nord, ces actifs sont situés principalement en Alberta, en Saskatchewan, en Ontario et au Québec ainsi que dans les États du Colorado, du Texas, de l'Indiana et de la Virginie-Occidentale. En Europe, Enbridge détient des participations dans des parcs éoliens extracôtiers en exploitation dans les eaux côtières du Royaume-Uni et de l'Allemagne ainsi que dans plusieurs projets en cours d'aménagement en France. En outre, nous examinons de nouvelles possibilités d'aménagement en Europe par le truchement de Maple Power Ltd., une coentreprise dans laquelle nous détenons une participation de 50 %.



Les investissements cumulés dans le secteur Production d'énergie renouvelable représentent une capacité de production nette d'environ 1 991 MW. De ce montant, environ :

- 1 392 MW sont générés par les installations éoliennes en Amérique du Nord;
- 255 MW sont générés par les installations éoliennes extracôtières en Europe;
- 240 MW sont générés par le projet éolien extracôtier de Saint-Nazaire, actuellement en construction;
- 78 MW sont générés par les installations solaires en Amérique du Nord.

La plus grande partie de l'énergie produite dans ces parcs éoliens est vendue aux termes des conventions d'achat d'électricité à long terme.

Le secteur Production d'énergie renouvelable comprend la ligne de raccordement Montana-Alberta (« LRMA »), une ligne de transport d'électricité de 300 MW allant de Great Falls, au Montana, à Lethbridge, en Alberta. Au quatrième trimestre de 2019, nous avons adopté un plan visant la vente des actifs de transport de la LRMA. La convention d'achat et de vente a été signée en janvier 2020. Sous réserve de certaines approbations réglementaires et conditions de clôture habituelles, l'opération devrait se conclure pendant le premier trimestre de 2020.

COENTREPRISES / SATELLITES

Depuis le 1^{er} août 2018, les investissements dans des actifs d'énergie renouvelable au Canada et deux des actifs d'énergie renouvelable aux États-Unis sont détenus par une coentreprise dans laquelle nous possédons une participation de 51 % et pour laquelle nous continuons d'assurer la gestion et l'exploitation et fournissons des services de soutien administratif.

Nous détenons de plus des participations dans des parcs éoliens extracôtiers en Europe par le truchement de coentreprises :

- une participation de 24,9 % dans le projet Rampion Offshore, situé au Royaume-Uni, qui est entré en service en avril 2018;
- une participation de 25 % dans le parc éolien Hohe See Offshore et son agrandissement subséquent, situés en Allemagne, qui sont entrés en service respectivement en octobre 2019 et janvier 2020;
- une participation de 50 % dans le projet éolien extracôtier de Saint-Nazaire, situé en France, actuellement en construction.

CONCURRENCE

Notre secteur Production d'énergie renouvelable exploite ses actifs sur les marchés nord-américains et européens de l'énergie et doit composer avec la concurrence et les facteurs fondamentaux de l'offre et la demande d'énergie dans les territoires où il exerce ses activités. Les produits sont en majeure partie obtenus aux termes de conventions d'achat d'électricité à long terme ou font pour l'essentiel l'objet de couvertures. Par conséquent, les fluctuations des prix de l'électricité attribuables au déséquilibre entre l'offre et la demande ou les mesures prises par des installations concurrentes pendant que leurs contrats sont en vigueur n'ont pas d'incidences significatives sur le rendement financier. Cependant, le secteur de l'énergie renouvelable comprend de grandes entreprises de services publics, de petits producteurs d'énergie indépendants et des investisseurs privés qui pourraient livrer une concurrence féroce pour saisir les nouvelles occasions de mise en valeur et acquérir le droit d'approvisionner les clients lorsque les contrats viennent à échéance.

Pour assurer la croissance de l'entreprise dans un contexte de concurrence grandissante, nous recherchons de manière stratégique des occasions de collaborer avec des entreprises de production d'énergie renouvelable ou des partenaires financiers bien établis et de cibler des régions comportant des paramètres commerciaux conformes à notre modèle d'entreprise à faible risque. De plus, nous mettons à profit notre savoir-faire en matière d'achèvement et de réalisation de projets d'infrastructures à grande échelle.

OFFRE ET DEMANDE

Le réseau d'installations de production d'énergie renouvelable en Amérique du Nord connaîtra une croissance importante au cours des 20 prochaines années en raison du remplacement des sources plus anciennes de production d'électricité. La croissance économique à plus long terme en Amérique du Nord devrait stimuler l'accroissement de la demande d'électricité, bien que les améliorations constantes de l'efficacité soient censées rendre l'activité économique moins énergivore et, par le fait même, freiner la progression de la demande. Côté offre, les mesures législatives devraient accélérer la fermeture des centrales au charbon vieillissantes, de sorte qu'une importante capacité de production additionnelle sera nécessaire et que la durée des projets ou des conventions d'achat d'électricité pour les technologies privilégiées sera prolongée. Les centrales au charbon et les centrales nucléaires continueront d'être un élément essentiel de la production d'électricité en Amérique du Nord, mais les centrales au gaz et les énergies renouvelables, telles que la biomasse, l'hydroélectricité, l'énergie solaire et l'énergie éolienne (cette dernière représentant la majeure partie de nos actifs), devraient être privilégiées pour remplacer les centrales au charbon, grâce à l'intensité plus faible de leurs émissions de carbone. En outre, des changements d'ordre administratif dans les territoires dans lesquels nous exerçons nos activités, ou dans les perceptions sociales, pourraient entraîner une réorientation des politiques ou des pressions pour accélérer la transition vers une économie faible en carbone.

À court terme, l'incertitude entourant l'accessibilité à des incitatifs fiscaux ou à d'autres incitatifs gouvernementaux dans divers territoires ainsi que la capacité de conclure des contrats d'achat d'énergie à long terme avec des organismes gouvernementaux ou détenus par des investisseurs et les faibles prix de l'électricité pourraient freiner le rythme de développement de nouvelles sources d'énergie renouvelable. Cependant, l'évolution constante des technologies et des capacités de fabrication au cours des dernières années a fait baisser le coût en capital et augmenter le taux de rendement associé à la production d'énergie renouvelable. Ces facteurs favorables devraient rendre l'énergie renouvelable plus concurrentielle et soutenir des investissements constants à long terme, sans égard aux incitatifs offerts. Les projets de rééquipement de centrales pour en hausser la production et prolonger la durée de vie des centrales en exploitation pourraient présenter d'autres occasions de croissance.

En Europe, les perspectives en ce qui concerne l'énergie renouvelable sont favorables, notamment l'énergie éolienne en mer dans les pays caractérisés par un important littoral et des zones densément peuplées. Selon l'Association européenne de l'énergie éolienne, l'Europe devrait disposer, d'ici 2030, d'une capacité d'énergie éolienne de 320 gigawatts (« GW »), dont 66 GW provenant de zones extracôtières comparativement à 18,5 GW à la fin de 2018. Les cibles de réduction des émissions de carbone et l'adoption à grande échelle de mesures de production d'énergie renouvelable pour tous les ordres de gouvernement reçoivent un appui important du public. Par l'intermédiaire de nos coentreprises européennes, nous continuons d'investir dans les projets éoliens extracôtiers au Royaume-Uni, en France et en Allemagne pour répondre à la demande croissante.

SERVICES ÉNERGÉTIQUES

Les entreprises du secteur Services énergétiques au Canada et aux États-Unis exercent des activités de commercialisation de marchandises et assurent des services de logistique connexes afin de gérer nos volumes ayant fait l'objet d'un engagement sur divers réseaux pipeliniers. Le secteur Services énergétiques propose des services de commercialisation d'énergie à des raffineurs, à des producteurs et à d'autres clients en Amérique du Nord.

Le secteur Services énergétiques s'emploie avant tout à servir des clients dans l'ensemble de la chaîne des valeurs et à tirer parti de la valeur liée aux écarts qualitatifs et temporels ainsi qu'aux écarts de prix liés à l'emplacement lorsque l'occasion se présente. En vue de l'exécution de telles stratégies, le secteur Services énergétiques assure le transport et le stockage dans des installations appartenant tant à Enbridge qu'à des tiers en ayant recours à un amalgame d'ententes à court et à long terme de transport par pipeline ainsi que d'ententes de stockage et de transport ferroviaire et routier.

CONCURRENCE

Le secteur Services énergétiques tire des produits principalement des opérations d'arbitrage qui, par nature, pourraient aussi être effectuées par des concurrents. Toute augmentation sur le marché du nombre de participants adoptant des stratégies d'arbitrage semblables pourrait avoir une incidence sur nos résultats. Les efforts déployés pour limiter le risque lié à la concurrence passent notamment par la diversification des activités de commercialisation, qui consiste à faire des affaires aux principaux carrefours d'échange nord-américains et à nouer des relations à long terme avec la clientèle et les sociétés pipelinières.

ÉLIMINATIONS ET DIVERS

L'unité Éliminations et divers comprend les charges d'exploitation et d'administration et rend compte de l'incidence du dénouement de couverture du change, qui ne sont pas attribuables à un secteur d'exploitation donné. Elle comprend également les activités d'expansion de nouvelles entreprises et les placements non sectoriels.

RÉGLEMENTATION OPÉRATIONNELLE, ENVIRONNEMENTALE ET ÉCONOMIQUE

OLÉODUCS

Réglementation opérationnelle

Nous sommes assujettis à nombre de règles et règlements opérationnels édictés par des gouvernements ou des organismes de réglementation; le non-respect de cette réglementation pourrait se traduire par l'imposition d'amendes, de sanctions ou de restrictions sur le plan opérationnel ou par une augmentation généralisée des frais d'exploitation et de conformité.

Aux États-Unis, l'exploitation de nos pipelines inter-États est assujettie aux lois et règlements régissant la sécurité des pipelines, dont l'application relève de la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (« PHMSA ») du département des Transports. Ces lois et règlements exigent que nous nous conformions à un vaste ensemble d'exigences s'appliquant à la conception, à la construction, à l'entretien et à l'exploitation de nos pipelines inter-États. Ils comprennent entre autres la nécessité de surveiller et d'assurer l'intégrité de nos pipelines et établissent des règles qui précisent les pressions de fonctionnement de nos pipelines.

La PHMSA a élaboré un processus de vérification de l'intégrité ayant pour but d'établir des normes de validation de la pression de fonctionnement maximale permise et d'améliorer les processus de gestion de l'intégrité et d'en étendre la portée. La PHMSA a également défini des normes s'appliquant aux installations de stockage. La manière dont ces normes seront mises en application demeure encore incertaine, mais on s'attend à ce que les modifications se traduisent par des coûts additionnels pour les nouveaux projets de pipeline et ceux déjà en service. Dans un contexte de resserrement de la réglementation, la défaillance des pipelines ou le non-respect de la réglementation applicable pourraient entraîner une réduction des pressions de fonctionnement permises par la PHMSA, ce qui viendrait réduire la capacité disponible de nos pipelines. Si l'un ou l'autre de ces risques se matérialisait, il pourrait avoir une incidence défavorable sur notre exploitation, notre bénéfice, nos flux de trésorerie et notre situation financière.

Au Canada, l'exploitation de nos pipelines est assujettie à la réglementation sur la sécurité des pipelines régie par la Régie ou des organismes de réglementation provinciaux. Les lois et règlements applicables exigent que nous nous conformions à un vaste ensemble d'exigences s'appliquant à la conception, à la construction, à l'entretien et à l'exploitation de nos pipelines. Ce cadre réglementaire comprend entre autres la nécessité de surveiller et d'assurer l'intégrité de nos pipelines.

À l'instar des États-Unis, le Canada a récemment adopté de nombreux changements à la législation relative à la sécurité des pipelines. Ces changements insistent sur la mise en place de systèmes de gestion dans des domaines comme la gestion des urgences, la gestion de l'intégrité, la sécurité et la protection de l'environnement. D'autres changements législatifs ont accordé à la Régie le pouvoir d'imposer des sanctions administratives pécuniaires en cas de non-conformité au régime de réglementation qu'elle est chargée d'appliquer, ainsi que des exigences en matière de capacité financière en vue de la cessation d'exploitation et en cas de déversement important.

Réglementation environnementale

Nous sommes aussi assujettis à nombre de lois et règlements environnementaux qui régissent plusieurs aspects de nos activités actuelles et futures, notamment les émissions atmosphériques, la qualité de l'eau, l'évacuation des eaux usées, les déchets solides et les déchets dangereux. Ces lois et règlements exigent généralement que nous obtenions une grande variété de licences, permis et approbations environnementaux.

Aux États-Unis, par exemple, le respect des programmes de la loi intitulée *Clean Air Act* va probablement nous obliger à engager d'importantes dépenses pour l'obtention des permis, l'évaluation des répercussions de nos activités à l'extérieur de nos installations, la mise en place de matériel antipollution et d'autres mesures de conformité. Certains États où nous exerçons des activités imposent de nouvelles limites aux émissions afin de se conformer aux normes nationales de qualité de l'air ambiant de 2008 concernant l'ozone. En 2015, les normes concernant l'ozone ont été abaissées de nouveau, passant de 75 à 70 parties par milliard, ce qui pourrait forcer les États à mettre en œuvre de nouvelles règles sur les émissions. La nature précise des obligations de conformité de chacune de nos installations n'a pas encore été établie de manière définitive et pourrait dépendre en partie des modifications futures apportées à la réglementation. De plus, le respect des nouveaux programmes issus de la réglementation environnementale pourrait entraîner une augmentation significative de nos charges d'exploitation.

Aux États-Unis, les mesures découlant des changements climatiques sont en évolution au niveau des États, des régions et du gouvernement fédéral. Une décision de la Cour suprême prise en 2007 (*Massachusetts c. Environmental Protection Agency*) a conclu que les émissions de GES étaient des polluants soumis à la réglementation de la *Clean Air Act*. Aux termes de la réglementation fédérale, nous sommes actuellement tenus de produire des rapports sur les émissions de GES de nos plus importantes installations, mais nous ne sommes pas, d'une manière générale, assujettis aux limites sur les émissions de GES. En outre, plusieurs États ont adopté des mesures régionales relatives aux GES, et certains sont à élaborer leurs propres programmes qui exigeront des réductions des émissions de GES. Les groupes de défense de l'intérêt du public et les organismes de réglementation ciblent de plus en plus les émissions de méthane associées à la mise en valeur et au transport du gaz naturel comme source d'émissions de GES. Toutefois, comme les principales particularités des futurs mécanismes de limitation des GES et de conformité restent à définir, leurs effets éventuels sur nos activités sont hautement incertains.

Le Canada a, pour sa part, confirmé une préférence marquée pour une approche qui s'harmoniserait avec celle des États-Unis. En 2019, le gouvernement du Canada a mis en application un nouveau régime fédéral de tarification du carbone. La tarification s'applique aux provinces et territoires qui ne respectent pas les exigences fédérales.

En raison des perspectives incertaines concernant les politiques du gouvernement fédéral et des États américains, nous ne pouvons pas estimer l'incidence potentielle des politiques proposées à l'égard des GES sur nos résultats d'exploitation consolidés, notre situation financière et nos flux de trésorerie futurs. Toutefois, ces lois et règlements pourraient augmenter considérablement nos charges d'exploitation et exiger d'importantes dépenses en immobilisations ou des demandes de permis additionnels, ce qui pourrait retarder les projets de construction envisagés.

Réglementation économique

Nos oléoducs sont également soumis au risque lié à la réglementation économique. De manière générale, ce risque correspond à la possibilité que des gouvernements ou des organismes de réglementation modifient ou rejettent des accords commerciaux proposés ou déjà conclus, ou encore qu'ils refusent d'accorder les permis et les approbations nécessaires pour les nouveaux projets. Le réseau principal et certains autres oléoducs sont assujettis aux mesures prises par divers organismes de réglementation, notamment la Régie et la FERC, en ce qui concerne les tarifs et les droits.

La modification ou le rejet des accords commerciaux, notamment les décisions des organismes de réglementation se rapportant à la structure tarifaire applicable ou la modification de l'interprétation de règlements existants par les tribunaux ou les organismes de réglementation, pourraient avoir un effet défavorable sur nos produits d'exploitation et notre bénéfice. Des retards touchant l'obtention des approbations réglementaires de projets comme notre programme L3R aux États-Unis pourraient se traduire par une augmentation des coûts et des retards dans la construction, ce qui aurait aussi une incidence négative sur nos activités.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

Réglementation opérationnelle

Les risques liés à la réglementation relatifs au secteur Oléoducs décrits ci-dessus sous *Oléoducs* s'appliquent également au secteur Transport de gaz et services intermédiaires. La plupart de nos activités de transport de gaz aux États-Unis sont réglementées par la FERC. La FERC régit le transport du gaz naturel pour le commerce américain inter-États, notamment en fixant les tarifs des services. Elle réglemente aussi la construction des gazoducs et des installations de stockage inter-États aux États-Unis, y compris le prolongement et l'agrandissement des installations et la cessation d'exploitation. Des commissions de réglementation des États surveillent aussi certaines activités. Les gazoducs intra-États transportant ou stockant du gaz naturel pour le commerce inter-États, lorsqu'ils fournissent leurs services aux termes de l'article 311 de la loi intitulée *Natural Gas Policy Act of 1978*, sont assujettis à la réglementation de la FERC. La FERC peut proposer et mettre en œuvre de nouveaux règlements qui concernent les sociétés de transport et de stockage de gaz naturel inter-États, qui font partie de son champ de compétence. Ces nouveaux règlements peuvent aussi toucher certains gazoducs intra-États. Nous avons conclu un accord avec les expéditeurs de Texas Eastern et déposé un sommaire de stipulation et d'entente auprès de la FERC le 28 octobre 2019. Nous nous attendons à que la FERC fasse connaître sa décision au deuxième trimestre de 2020; après quoi nous commencerons à comptabiliser les droits révisés dans nos résultats d'exploitation.

Nos activités sont visées par les pouvoirs de l'Environmental Protection Agency et de divers autres organismes de protection de l'environnement de compétence fédérale, des États ou locale. Nos gazoducs inter-États et certains des pipelines de collecte et de transport de DCP Midstream sont aussi assujettis à la réglementation du département des Transports en ce qui concerne la sécurité des pipelines.

Les pipelines de gaz naturel et de LGN intra-États que nous détenons et que DCP Midstream détient sont visés par la réglementation des États. Les pipelines de transport de LGN intra-États de DCP Midstream sont assujettis à la réglementation de la FERC. Par contre, les activités de collecte et de traitement de gaz naturel de DCP Midstream ne le sont pas.

Nos activités canadiennes sont régies par divers organismes fédéraux et provinciaux en ce qui concerne la sécurité des pipelines, notamment la Régie, le Bureau de la sécurité des transports et la Technical Standards and Safety Authority de l'Ontario.

Nos activités de transport de gaz naturel au Canada sont assujetties à la réglementation de la Régie ou d'un organisme provincial du Canada, comme la CÉO. Ces organismes disposent de pouvoirs semblables à ceux de la FERC en ce qui a trait aux tarifs réglementés, aux modalités de service, à la construction d'installations additionnelles et aux acquisitions. Nous menons actuellement des négociations en vue d'une entente de règlement tarifaire avec les expéditeurs sur notre pipeline en Colombie-Britannique. Puisque notre entente de règlement précédente est échue depuis la fin de 2019, nous appliquons les droits provisoires approuvés par la Régie.

DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

Réglementation opérationnelle

Nos services publics de distribution et de stockage de gaz sont réglementés entre autres par la CÉO et la Régie de l'énergie du Québec. Les mesures futures des organismes de réglementation pourraient différer des attentes, et les changements futurs apportés aux lois pourraient avoir une incidence sur les divers cadres réglementaires dans lesquels nous menons nos activités. Si les mesures futures d'un organisme de réglementation diffèrent des attentes actuelles, le moment et le montant des recouvrements ou des remboursements comptabilisés dans les états consolidés de la situation financière ou les montants qui auraient été comptabilisés en l'absence des effets de la réglementation pourraient différer des montants qui seront recouverts ou remboursés.

Nous tentons d'atténuer le risque lié à la réglementation opérationnelle. Pour ce faire, nous avons recruté du personnel professionnel spécialisé et nous entretenons d'étroites relations avec les clients, les intervenants et les organismes de réglementation. Ce solide lien d'ordre réglementaire s'est maintenu en 2019 compte tenu de la décision et de l'ordonnance de la CÉO approuvant la demande d'Enbridge Gas visant les tarifs pour 2019. La décision et l'ordonnance ont approuvé une date d'entrée en vigueur du 1^{er} avril 2019 pour les tarifs de base de même que l'inclusion de montants aux termes du module de capitaux supplémentaires pour le recouvrement des investissements de capitaux supplémentaires.

Depuis 2019, les tarifs de distribution d'Enbridge Gas sont établis en vertu d'un régime de réglementation incitative (« RI ») quinquennal ayant recours à un mécanisme de plafonnement des tarifs. Ce mécanisme établit de nouveaux tarifs chaque année fondés sur un tarif de base annuel indexé sur l'inflation diminuée d'un facteur de productivité de 0,3 %, la mise à jour annuelle de certains coûts refacturés aux clients et, le cas échéant, le recouvrement d'importants investissements en capital supplémentaires discrétionnaires excédant ceux pouvant être financés par les tarifs de base. Le régime de RI prévoit l'établissement et le maintien de certains comptes de report et comptes d'écart ainsi qu'un mécanisme de partage de bénéfice selon lequel Enbridge Gas est tenue de partager également avec ses clients tout bénéfice supérieur à 150 points de base en sus du taux de rendement des capitaux propres (« RCP ») approuvé par la CÉO.

Réglementation environnementale

Nos employés, activités et installations sont soumis aux lois fédérales, provinciales et municipales qui régissent la protection de l'environnement ainsi que la santé et la sécurité des travailleurs. Les lois environnementales visent principalement les rejets atmosphériques, dans les eaux ou dans le sol, la gestion et l'enlèvement des déchets dangereux, l'évaluation et la gestion des sites contaminés ainsi que la déclaration et la réduction des émissions de GES.

Comme pour toute exploitation industrielle, l'exploitation de nos réseaux de distribution de gaz s'accompagne d'un risque potentiel de conditions anormales ou urgentes ou d'autres événements imprévus qui pourraient donner lieu à des déversements ou à des émissions surpassant les niveaux autorisés. Ces événements pourraient occasionner des blessures aux membres de notre personnel ou à la population, des effets néfastes pour l'environnement où nous exerçons nos activités, des dommages matériels ou des entraves à la réglementation, y compris des ordonnances ou des amendes. Nous pourrions aussi un jour être tenus responsables de la contamination du sol et de l'eau souterraine causée par les activités passées ou présentes à nos installations.

Outre la distribution de gaz, nous exploitons des installations de stockage et de petites installations de production de pétrole et d'eau hypersaline dans le sud-ouest de l'Ontario. Le risque environnemental associé à ces installations vient de la possibilité qu'il se produise des déversements imprévus. Advenant un déversement, des mesures d'assainissement du lieu seraient nécessaires. Nous pourrions aussi devoir payer des amendes, engager des charges ou nous conformer à des ordonnances en vertu des lois environnementales, et des propriétaires fonciers tiers pourraient nous présenter des réclamations.

Pour assurer leur exploitation, notre réseau de distribution de gaz et nos autres installations doivent obtenir des approbations et des permis environnementaux auprès des organismes de réglementation. Par conséquent, ces actifs et ces installations font l'objet d'inspections ou de vérifications périodiques. Des rapports annuels tels que le rapport sommaire annuel doivent être soumis une fois l'an au ministère

de l'Environnement, de la Protection de la nature et des Parcs (« MEPNP ») de l'Ontario et à d'autres organismes de réglementation, dans lesquels nous devons démontrer que nos approbations environnementales sont en règle. Le non-respect de la réglementation pourrait occasionner la suspension de nos activités, des amendes ou encore des ordonnances nous enjoignant de nous procurer des technologies supplémentaires de contrôle de la pollution ou de procéder à des mesures d'atténuation environnementale. La réglementation et les exigences environnementales s'étant resserrées, le coût de conformité et le temps requis pour obtenir les approbations ont augmenté.

Comme pour les exercices précédents, nous avons, en 2019, déclaré nos émissions de GES à Environnement et Changement climatique Canada (« ECCC »), au MEPNP de l'Ontario et à plusieurs programmes de déclaration volontaire. Les émissions en provenance de sources de combustion situées en Ontario ont été vérifiées en détail par un vérificateur agréé indépendant qui n'a décelé aucune erreur dans les déclarations. Par ailleurs, les émissions provoquées par la ventilation et les émissions fugitives de nos installations et nos activités de distribution de gaz naturel proprement dites ont été déclarées au MEPNP pour la première fois en 2017, conformément aux règlements de l'Ontario.

Enbridge Gas emploie des processus et des systèmes de gestion des données sur les émissions pour recueillir les données servant à l'établissement des déclarations volontaires et obligatoires. Les méthodes de quantification et les facteurs d'émission sont continuellement actualisés dans les systèmes. Enbridge Gas continue de collaborer avec les associations sectorielles pour affiner les méthodes de quantification et les facteurs d'émission de même que pour établir des pratiques exemplaires visant la réduction des émissions.

En octobre 2018, le gouvernement fédéral a confirmé que l'Ontario est assujettie au régime de tarification du carbone du gouvernement fédéral (aussi connu comme le filet de sécurité fédéral pour la tarification du carbone). Ce programme comporte deux volets : un système de tarification fondée sur le rendement (« STFR ») et une taxe sur le carbone prélevée sur les combustibles fossiles, y compris le gaz naturel.

L'élément du STFR est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2019. Aux termes du STFR, une installation enregistrée aura un plafond annuel d'émissions propre à chaque installation basé sur les normes fondées sur le rendement selon son niveau de production. Enbridge Gas s'est inscrite auprès d'ECCC à titre d'émetteur dans le cadre du STFR et devra respecter son obligation de conformité annuelle quant à son réseau de gazoducs. Chaque année, Enbridge Gas doit déclarer ses émissions couvertes par le STFR, faire vérifier le rapport sur les émissions par un tiers vérificateur accrédité et verser le paiement requis pour les émissions en sus du plafond d'émission propre à toute installation visée.

La taxe fédérale sur le carbone est entrée en vigueur le 1^{er} avril 2019 au taux de 3,91 cents/mètre cube (« m³ ») de gaz naturel; elle s'applique à la majorité des clients. Enbridge Gas est inscrite en tant que distributeur de gaz naturel auprès de l'Agence du revenu du Canada et acquitte mensuellement la taxe sur le carbone. Cette taxe augmente de 1,96 cent/m³ le 1^{er} avril chaque année, à concurrence de 9,79 cents/m³ en 2022.

EMPLOYÉS

Nous comptons environ 11 300 employés au 31 décembre 2019, dont 7 800 au Canada et près de 3 500 employés aux États-Unis. Environ 1 700 de nos employés sont assujettis à des conventions collectives qui régissent leurs conditions d'emploi. Toutes les conventions collectives qui régissent nos employés sont expirées ou expireront d'ici au 31 décembre 2020. Des négociations en vue du renouvellement des conventions collectives expirées ou sur le point de l'être sont en cours. Nous entretenons des relations de longue date avec les syndicats qui représentent nos travailleurs; par le passé, les deux parties se sont montrées déterminées à renouveler les conventions collectives sans entraîner d'interruption des activités.

HAUTS DIRIGEANTS

Le tableau ci-dessous présente des renseignements sur nos hauts dirigeants.

<u>Nom</u>	<u>Âge</u>	<u>Titre</u>
Al Monaco	60	Président et chef de la direction
Colin K. Gruending	50	Vice-président directeur et chef des finances
Robert R. Rooney	63	Vice-président directeur et chef du contentieux
John K. Whelen	60	Vice-président directeur et chef du développement
William T. Yardley	55	Vice-président directeur et président, Transport de gaz et services intermédiaires
Cynthia L. Hansen	55	Vice-présidente directrice et présidente, Distribution et stockage de gaz
Byron C. Neiles	54	Vice-président directeur, Services de l'entreprise
D. Guy Jarvis	56	Vice-président directeur, Oléoducs
Vern D. Yu	53	Vice-président directeur et président, Oléoducs
Laura B. Sayavedra	52	Vice-présidente principale, Projets, sécurité et fiabilité et Planification des ressources de l'entreprise

Al Monaco est président et chef de la direction depuis le 1^{er} octobre 2012. M. Monaco est aussi membre du conseil d'administration d'Enbridge. Avant d'être nommé président d'Enbridge, M. Monaco a occupé le poste de président, Gazoducs, énergie verte et activités internationales. À ce titre, il était responsable de la croissance et de l'exploitation de nos gazoducs, y compris les activités de collecte et de traitement du gaz aux États-Unis, de nos actifs extracôtiers de la côte américaine du golfe du Mexique et de nos investissements dans le pipeline Alliance, Vector et Aux Sable, ainsi que de l'expansion des affaires et des activités d'investissement à l'échelle internationale et de la production d'énergie renouvelable.

Colin K. Gruending a été nommé vice-président directeur et chef des finances d'Enbridge le 1^{er} juin 2019. Auparavant vice-président principal, Expansion de l'entreprise et examen des placements, M. Gruending a occupé des postes de direction de complexité progressive, notamment vice-président, Expansion de l'entreprise et planification et vice-président, Trésorerie et fiscalité, tout en étant chef des finances d'Enbridge Income Fund et d'Enbridge Income Fund Holdings Inc. Antérieurement, M. Gruending était contrôleur de l'entreprise et était également responsable des relations avec les investisseurs et des placements du régime de retraite.

Robert R. Rooney est vice-président directeur et chef du contentieux depuis le 1^{er} février 2017. M. Rooney dirige les équipes du contentieux et de l'aviation pour toute l'entreprise.

John K. Whelen est vice-président directeur et chef du développement d'Enbridge depuis le 1^{er} juin 2019. Auparavant vice-président directeur et chef des finances, M. Whelen était responsable de la fonction de communication de l'information financière ainsi que des fonctions de fiscalité, de trésorerie et de gestion des risques. Auparavant, M. Whelen a occupé les postes de vice-président principal et contrôleur, vice-président principal, Expansion de l'entreprise et vice-président et trésorier. M. Whelen fait partie de l'équipe d'Enbridge depuis 1992.

William T. Yardley a été nommé vice-président directeur et président, Transport de gaz et services intermédiaires le 27 février 2017, au moment de la réalisation de l'opération de fusion. Installé à Houston, M. Yardley a auparavant été président de l'entreprise américaine de transport et de stockage de Spectra Energy, où il dirigeait l'expansion des affaires, la réalisation de projets, l'exploitation et les mesures liées à l'environnement, à la santé et à la sécurité associées au portefeuille américain d'actifs de Spectra Energy.

Cynthia L. Hansen est vice-présidente directrice et présidente, Distribution et stockage de gaz depuis le 1^{er} juin 2019. M^{me} Hansen est responsable de la direction générale et de l'exploitation d'Enbridge Gas, à la suite de la fusion d'EGD et d'Union Gas, ainsi que de Gazifère. Auparavant vice-présidente directrice, Service publics et production d'énergie, M^{me} Hansen est aussi cadre déléguée chargée de la transformation des actifs et de la gestion des travaux à l'échelle d'Enbridge, en collaboration avec les dirigeants des autres unités fonctionnelles.

Byron C. Neiles est vice-président directeur, Services de l'entreprise depuis le 2 mai 2016. M. Neiles supervise les services Technologies et information, Ressources humaines, Immobilier, Gestion de la chaîne d'approvisionnement ainsi que les fonctions Affaires publiques, Communications et Durabilité. M. Neiles a auparavant occupé le poste de vice-président principal, Grands projets, Sécurité et fiabilité de l'exploitation et aussi celui de vice-président principal, Grands projets depuis novembre 2011, après s'être joint à ce groupe en avril 2008.

D. Guy Jarvis a été nommé vice-président directeur, Oléoducs le 1^{er} juin 2019. Avant cette date, M. Jarvis était président de notre groupe Oléoducs. À ce titre, il était responsable de toutes les activités liées aux pipelines de pétrole brut et de liquides en Amérique du Nord. M. Jarvis a auparavant occupé le poste de chef des activités commerciales pour le groupe Oléoducs, où il était chargé des services stratégiques et intégrés, du service à la clientèle, des finances, de l'expansion des affaires et du développement des marchés. Avant d'occuper ce poste, M. Jarvis a été président, Distribution de gaz où il assurait la direction générale d'EGD, d'EGNB et de Gazifère. Le 7 novembre 2019, M. Jarvis nous a informés de son intention de prendre sa retraite en date du 28 février 2020.

Vern D. Yu a été nommé vice-président directeur et président, Oléoducs le 1^{er} janvier 2020. Avant cette date, M. Yu était président et chef de l'exploitation, Oléoducs et auparavant, il occupait la fonction de vice-président directeur et chef du développement. Il avait antérieurement occupé le poste de vice-président principal, Planification de l'entreprise et chef du développement. Avant de rejoindre l'équipe d'expansion de l'entreprise, M. Yu était vice-président principal, Expansion de l'entreprise et des marchés pour la division Oléoducs d'Enbridge après avoir occupé une série de postes de responsabilités croissantes dans les secteurs de la gestion de l'entreprise et des finances.

Laura B. Sayavedra a été nommée vice-présidente principale, Projets, sécurité et fiabilité et Planification des ressources de l'entreprise (« PRE ») le 1^{er} juin 2019. M^{me} Sayavedra est responsable d'assurer la vision stratégique générale, le leadership, l'intégration et la surveillance de haut niveau des fonctions Projets, fiabilité et sécurité et PRE à l'échelle de l'entreprise pour les activités au Canada et aux États-Unis, ce qui englobe divers intérêts, territoires et sensibilités. Auparavant, M^{me} Sayavedra occupait le poste de vice-présidente, Transformation des finances et a assumé le leadership du programme de PRE pluriannuel vers la fin de 2017.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Des renseignements supplémentaires sur Enbridge figurent sur notre site Web à l'adresse www.enbridge.com, sur le site SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur le site EDGAR à l'adresse www.sec.gov. Ces renseignements sont rendus publics conformément aux exigences prévues par la loi et ne sont pas, sauf indication contraire, incorporés par renvoi au présent rapport annuel sur formulaire 10-K. Nous mettons gratuitement à la disposition des lecteurs, par l'intermédiaire de notre site Web, les rapports annuels sur formulaire 10-K, les rapports trimestriels sur formulaire 10-Q et les rapports courants sur formulaire 8-K ainsi que les modifications de ces rapports déposés ou fournis conformément aux paragraphes 13(a) ou 15(d) de la *Securities Exchange Act of 1934* ainsi que les circulaires de sollicitation de procurations dès qu'il est raisonnablement possible de le faire après le dépôt électronique de ces documents ou leur remise à la Securities and Exchange Commission (« SEC »). Les rapports, les circulaires de sollicitation de procurations et d'autres renseignements déposés auprès de la SEC peuvent aussi être obtenus sur le site Web de la SEC (www.sec.gov).

ENBRIDGE GAS INC.

Des renseignements supplémentaires sur Enbridge Gas se trouvent dans sa notice annuelle, ses états financiers et son rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, qui ont été déposés auprès des commissions des valeurs mobilières ou d'un organisme similaire dans chacune des provinces du Canada. Ces documents contiennent des renseignements détaillés sur Enbridge Gas et sont disponibles sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com. Ces documents ne sont pas, sauf indication contraire, incorporés par renvoi au présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

PIPELINES ENBRIDGE INC.

Des renseignements supplémentaires sur Pipelines Enbridge Inc. (« EPI ») se trouvent dans sa notice annuelle, ses états financiers et son rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, qui ont été déposés auprès des commissions des valeurs mobilières ou d'un organisme similaire dans chacune des provinces du Canada. Ces documents contiennent des renseignements détaillés sur EPI et sont disponibles sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com. Ces documents ne sont pas, sauf indication contraire, incorporés par renvoi au présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

WESTCOAST ENERGY INC.

Des renseignements supplémentaires sur WestCoast Energy Inc. se trouvent dans sa notice annuelle, ses états financiers et son rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, qui ont été déposés auprès des commissions des valeurs mobilières ou d'un organisme similaire dans chacune des provinces du Canada. Ces documents contiennent des renseignements détaillés sur WestCoast Energy Inc. et sont disponibles sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com. Ces documents ne sont pas, sauf indication contraire, incorporés par renvoi au présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

DCP MIDSTREAM LP

On peut obtenir plus de renseignements sur DCP Midstream dans son rapport annuel sur formulaire 10-K qui sera déposé auprès de la SEC. Ce document contient des renseignements détaillés sur DCP Midstream et sera disponible sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov. Sauf indication contraire, aucune partie du formulaire 10-K déposé par DCP Midstream n'est intégrée par renvoi au présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

RUBRIQUE 1A. FACTEURS DE RISQUE

L'exploitation de pipelines comporte de nombreux risques qui pourraient avoir une incidence défavorable sur nos activités commerciales et nos résultats financiers.

L'exploitation de réseaux pipeliniers complexes et d'installations de collecte, de traitement, de stockage et de transformation comporte plusieurs risques, dangers et incertitudes. Ceux-ci comprennent les conditions météorologiques défavorables, les accidents, le bris ou la défaillance du matériel ou des processus, un rendement des installations inférieur aux niveaux attendus de capacité et d'efficacité et des catastrophes, notamment celles relatives au changement climatique, comme les explosions, les incendies, les tremblements de terre, les ouragans, les inondations, les glissements de terrain ou d'autres événements similaires indépendants de notre volonté. Ces catastrophes pourraient provoquer la perte de vies humaines, d'importants dommages aux biens, la pollution de l'environnement et la perturbation de nos activités. Tous ces facteurs pourraient en outre causer des pertes substantielles que les assurances ne suffiraient pas nécessairement à couvrir ou pour lesquelles aucune assurance n'a pu être souscrite et dont nous serions tenus responsables en partie ou en totalité. Nous avons connu de tels événements par le passé, notamment en 2010 sur les canalisations 6A et 6B du réseau de Lakehead, en octobre 2018 sur le réseau T-South de British Columbia (« BC ») Pipeline, en janvier 2019 sur le pipeline Texas Eastern et en août 2019 sur le pipeline Texas Eastern, et nous ne pouvons pas garantir que nous ne connaîtrons pas d'événements catastrophiques dans l'avenir. Nous pourrions en outre être assujettis à des litiges et des amendes et pénalités considérables imposées par les organismes de réglementation par suite de tout événement de ce genre. Des incidents écologiques peuvent entraîner un accroissement des frais d'exploitation et d'assurance pour nos actifs, d'où une incidence négative sur les résultats. Un accident écologique peut avoir des répercussions persistantes sur notre réputation et compromettre notre capacité à travailler avec diverses parties prenantes. Dans le cas des pipelines et des installations de stockage situés près de zones habitées, notamment les quartiers résidentiels, les centres d'affaires et commerciaux, les zones industrielles et d'autres emplacements de rassemblement public, les dommages résultant de ces catastrophes pourraient être plus grands.

Une interruption de service pourrait avoir une incidence importante sur nos activités et se répercuter défavorablement sur nos résultats financiers, nos relations avec les parties prenantes et notre réputation.

Une interruption de service en raison d'une panne d'électricité majeure, d'un arrêt de l'approvisionnement de marchandises, d'un incident d'exploitation ou pour toute autre raison pourrait avoir une incidence considérable sur nos activités et se répercuter défavorablement sur nos résultats financiers, nos relations avec les parties prenantes et notre réputation. Les interruptions qui frapperaient nos services de transport de pétrole brut et de gaz naturel pourraient avoir une incidence négative sur les activités et les résultats des expéditeurs, qui dépendent de nos services pour acheminer leurs produits jusqu'aux points de commercialisation ou pour respecter leurs propres accords contractuels.

Nos activités comportent des risques liés à la sécurité du public et de nos employés et sous-traitants.

Plusieurs de nos réseaux de pipelines et de distribution et les actifs s'y rapportant sont exploités à proximité de zones densément peuplées et un accident majeur pourrait causer des blessures ou une perte de vie à des personnes du public. En outre, étant donné les dangers naturels inhérents à nos activités, nos employés et sous-traitants sont exposés à des risques menaçant leur sécurité physique. Un accident compromettant la sécurité du public, ou une blessure ou une perte de vie mettant en cause l'un de nos employés ou sous-traitants pourrait nuire à notre réputation et entraîner des coûts de réparations importants et des frais d'exploitation et d'assurance de nos actifs plus élevés.

Des cyberattaques ou des atteintes à la sécurité pourraient avoir une incidence défavorable sur nos activités commerciales, notre exploitation ou nos résultats financiers.

Nos activités dépendent de systèmes d'information et d'autres technologies numériques pour le contrôle de nos usines et pipelines, le traitement des opérations et la consolidation des données et la production des résultats d'exploitation. Le traitement, la conservation et la transmission sécurisés de l'information sont essentiels à nos activités. Toute atteinte à la sécurité de notre réseau ou de nos systèmes ou encore du réseau ou des systèmes de nos tiers fournisseurs pourrait se traduire par le fonctionnement inadéquat de nos actifs, y compris éventuellement des retards dans la livraison ou la disponibilité des produits pour nos clients, la contamination ou la dégradation des produits que nous transportons, stockons ou distribuons, ou le déversement de produits contenant des hydrocarbures dont nous pourrions être tenus responsables. De plus, nous et nos tiers fournisseurs recueillons et stockons des données sensibles dans le cours normal de nos activités, notamment les renseignements d'identification personnelle de nos employés ainsi que nos renseignements d'affaires exclusifs et ceux de nos clients, fournisseurs, investisseurs et autres parties prenantes. Un cadre de contrôle de la cybersécurité a été mis en place; il a été élaboré sur la base du cadre de cybersécurité du National Institute of Standards. Nous surveillons l'efficacité du fonctionnement de nos contrôles dans un contexte de multiplication des menaces et prenons constamment des mesures pour renforcer notre sécurité. Nous avons mis sur pied un centre des activités liées à la sécurité qui veille en tout temps à la surveillance, à la détection et à l'examen de toute activité anormale sur notre réseau. Nous avons aussi élaboré un processus d'intervention en cas d'incident et effectuons chaque mois une simulation. Nous effectuons périodiquement des audits de cybersécurité et des tests d'infiltration indépendants pour vérifier que nos contrôles de prévention et de détection fonctionnent correctement.

Malgré nos mesures de sécurité, nos systèmes d'information, ou ceux de nos fournisseurs, pourraient être la cible de cyberattaques (y compris le piratage, les virus ou les actes terroristes) ou d'atteintes à la sécurité (y compris les erreurs, méfaits ou autres des employés) pouvant compromettre notre réseau ou nos systèmes ou ceux de nos fournisseurs et entraîner la divulgation ou la perte des données qu'ils contiennent, l'appropriation illicite d'actifs, la perturbation de nos activités ou des dommages à nos installations. Par suite d'une cyberattaque ou d'une atteinte à la sécurité, nous pourrions également être tenus responsables aux termes des lois qui protègent la confidentialité des renseignements personnels, nous voir imposer des pénalités par les organismes de réglementation, subir une atteinte à notre réputation ou la perte de la confiance des consommateurs dans nos produits et services ou devoir payer des coûts supplémentaires pour la remise en état et la modification ou l'amélioration de nos systèmes d'information afin d'empêcher d'autres incidents de survenir, tous ces facteurs pouvant nuire à notre réputation, nos activités commerciales, notre exploitation ou nos résultats financiers.

Nos actifs sont assujettis à des risques liés à l'utilisation.

En ce qui a trait à nos actifs du secteur Oléoducs, nous sommes soumis au risque lié au débit en raison de l'ETC qui régit le réseau principal au Canada, ainsi qu'en raison de certaines ententes tarifaires applicables à d'autres actifs du secteur, comme le réseau de Lakehead. Toute diminution des volumes transportés est susceptible de se répercuter directement et défavorablement sur nos produits d'exploitation et nos résultats. L'évolution des variables fondamentales qui sous-tendent le marché, l'engorgement de la capacité, les incidents opérationnels, les restrictions imposées par les organismes de réglementation, l'entretien des systèmes et la concurrence grandissante sont autant de facteurs qui influent sur l'utilisation de nos actifs. Les variables fondamentales sur les marchés, comme les prix des marchandises et les écarts de prix, les conditions météorologiques, le prix de l'essence et sa consommation, les sources d'énergie de substitution et les perturbations que peut subir l'offre mondiale sont autant de facteurs indépendants de notre volonté qui peuvent influencer sur l'offre et la demande de pétrole brut et d'autres hydrocarbures liquides transportés par nos oléoducs.

Dans le cas de nos actifs du secteur Transport de gaz et services intermédiaires, la dynamique de l'offre et de la demande de gaz évolue constamment à mesure que de nouveaux champs de gaz de schiste non classique sont mis en valeur. L'augmentation de l'offre de gaz naturel s'est traduite par des baisses des prix du gaz naturel en Amérique du Nord. Face à cette situation, les producteurs se sont tournés vers l'extraction du gaz dans des zones de gaz plus riches ou humides, c'est-à-dire à teneur plus élevée en LGN. Il s'en est suivi un ralentissement des activités ciblant les champs de gaz sec et une offre excédentaire de capacité de transport par gazoduc dans certaines zones, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur nos produits et nos résultats.

Pour nos actifs du secteur Distribution et stockage de gaz, les factures présentées aux clients sont établies selon un montant fixe et en fonction du volume consommé; aussi notre capacité de recouvrer le montant total de leurs besoins en produits respectifs (le coût de la prestation du service, y compris un rendement raisonnable pour l'entreprise de services publics) dépend-elle de la réalisation des prévisions du volume de distribution prises en compte dans le processus d'établissement de la tarification. La probabilité d'atteindre ce volume est fonction de quatre variables clés : les conditions météorologiques, la conjoncture économique, le prix des produits énergétiques concurrents et le nombre de nouveaux clients. Les conditions météorologiques ont une forte incidence sur les volumes de transport, puisqu'un grand nombre des clients du secteur Distribution de gaz utilisent du gaz naturel pour le chauffage. Le volume de distribution peut également subir l'incidence d'une utilisation accrue des écotecnologies et de la construction d'immeubles toujours plus écoénergétiques, facteurs qui continuent d'exercer des pressions à la baisse sur la consommation. En outre, les efforts d'économie d'énergie déployés par les clients contribuent à faire baisser la consommation moyenne annuelle. Notre entreprise de distribution de gaz dispose de comptes de report approuvés par la CÉO qui lui procurent une protection réglementaire contre les effets sur la marge du recul de la consommation annuelle moyenne causé par les efficacités et les mesures d'économie d'énergie des consommateurs. Les ventes et les services de transport auprès de clients commerciaux et industriels, qui consomment beaucoup de gaz naturel, sont plus sensibles à la conjoncture. De même, comme certains de ces clients peuvent se tourner vers des combustibles de rechange, le prix des sources d'énergie concurrentes influe sur les volumes de distribution sur ces marchés. Même dans les cas où nous atteignons notre volume de distribution prévisionnel total, il se peut que d'autres facteurs empêchent notre entreprise de distribution de gaz d'obtenir le RCP prévu, notamment la répartition entre les secteurs résidentiel et commercial, qui dégagent de meilleures marges, et le secteur industriel, dont les marges sont plus faibles. Notre entreprise de distribution de gaz demeure exposée au risque d'écart entre les volumes réels et les importants volumes commerciaux et industriels prévus aux contrats.

Le bénéfice tiré des actifs du secteur Production d'énergie renouvelable est largement tributaire des conditions météorologiques et atmosphériques, de même que de la disponibilité opérationnelle constante des actifs de production d'électricité qui sous-tendent ce secteur. Les prévisions de rendements énergétiques des projets du secteur sont fondées sur des données historiques à long terme, mais les ressources éoliennes et solaires sont soumises aux variations naturelles d'une année à l'autre et d'une saison à l'autre. Une réduction prolongée de la production des ressources éoliennes et solaires à l'une ou l'autre des installations du secteur pourrait entraîner une diminution de notre bénéfice et de nos flux de trésorerie. De plus, toute inefficacité ou interruption de production des installations de ce secteur occasionnée par des perturbations de leur exploitation ou des défaillances en raison des conditions météorologiques ou d'autres facteurs pourrait se répercuter sur les résultats.

L'électricité produite à partir des actifs du secteur Production d'énergie renouvelable est souvent vendue à une contrepartie unique de conventions d'achat d'électricité ou d'autres ententes à long terme de fixation des prix. À cet égard, le rendement des actifs du secteur dépend du respect, par chacune des parties, des obligations contractuelles lui incombant aux termes des conventions d'achat d'électricité ou de l'entente à long terme de fixation des prix visée.

Toute perte de valeur de nos actifs, dont les écarts d'acquisition, les immobilisations corporelles, les actifs incorporels et les participations comptabilisées à la valeur de consolidation, pourrait réduire nos résultats.

Selon les PCGR des États-Unis, nous devons soumettre certains actifs à un test de dépréciation sur une base annuelle ou lorsque que des faits ou des circonstances indiquent que la valeur comptable de ces actifs pourrait s'être dépréciée. Le résultat de ce test pourrait se traduire par la comptabilisation d'une perte de valeur de nos actifs, dont nos écarts d'acquisition, nos immobilisations corporelles, nos actifs incorporels et nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. En outre, toute monétisation d'un actif pourrait donner lieu à une perte de valeur si l'actif était vendu ou autrement échangé pour un montant inférieur à sa valeur comptable. Si nous établissions qu'il y a eu perte de valeur, nous devrions imputer immédiatement une charge hors trésorerie en diminution du bénéfice.

Nos actifs ont été construits sur plusieurs décennies, et leur âge varie, ce qui pourrait causer une augmentation des coûts d'inspection, d'entretien ou de réparations futures.

Nos pipelines ayant été construits sur plusieurs décennies, ils n'ont pas tous le même âge. Les pipelines sont généralement des actifs à long terme, et les techniques de construction et de revêtement des pipelines ont changé au fil du temps. Selon l'époque où ils ont été construits, certains actifs doivent faire l'objet d'inspections plus fréquentes, ce qui pourrait accroître les dépenses d'entretien et de réparation futures. Toute augmentation importante de ces dépenses pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités commerciales, notre exploitation ou nos résultats financiers.

La concurrence pourrait entraîner une réduction de la demande pour nos services, une diminution du nombre de projets qui se présentent ou une prise de risque qui affaiblirait la performance financière ou la rendrait moins prévisible.

Nous sommes confrontés à la concurrence de la part de transporteurs qui peuvent livrer les hydrocarbures liquides de l'Ouest canadien aux marchés au Canada, aux États-Unis et à l'échelle internationale et des pipelines proposés qui veulent avoir accès aux marchés actuellement desservis par nos pipelines de liquides. La concurrence entre les pipelines actuels repose essentiellement sur le coût du transport, l'accès à l'approvisionnement, la qualité et la fiabilité des services et des solutions de rechange proposées par des transporteurs à forfait, et la proximité des marchés. De plus, nous faisons face à la concurrence d'autres types d'installations de collecte ou de stockage. Notre secteur de transport et de stockage de gaz naturel est en concurrence avec des installations du même type offrant les mêmes services et desservant nos zones d'approvisionnement et nos marchés. Le gaz naturel que transportent nos entreprises fait concurrence à d'autres formes d'énergie qui sont proposées à nos clients et utilisateurs finaux, dont l'électricité, le charbon, le propane, les mazouts et les énergies renouvelables. La concurrence vise toutes nos activités, y compris la concurrence pour des occasions d'aménagement de nouveaux projets, et elle pourrait avoir des incidences négatives sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

La réalisation de nos projets nous expose à divers risques liés à la réglementation, à l'aménagement, à l'exploitation et au marché qui pourraient avoir une incidence sur nos résultats financiers.

Notre capacité à mener à bien la réalisation de nos projets de croissance est assujettie à divers risques liés à la réglementation, à l'aménagement, à l'exploitation, aux litiges et au marché, notamment les suivants :

- la capacité d'obtenir les approbations et les permis nécessaires des gouvernements et des organismes de réglementation en temps voulu et à des conditions acceptables ainsi que de conserver les approbations et les permis obtenus et de respecter les conditions qui s'y rattachent;
- les éventuels changements apportés aux lois et aux règlements par le gouvernement fédéral, les États, les provinces et les autorités locales, y compris aux exigences environnementales, qui pourraient empêcher la poursuite d'un projet ou en accroître les coûts;

- des entraves à notre capacité d'acquiescer ou de renouveler les emprises et les droits fonciers en temps voulu et à des conditions acceptables;
- l'opposition à nos projets et à nos activités par des tiers, notamment les groupes d'intérêt;
- la disponibilité de la main-d'œuvre qualifiée, du matériel et des matériaux nécessaires à l'achèvement des projets;
- la capacité de construire les projets en respectant les coûts prévus, notamment le risque de dépassement de coûts découlant de l'inflation ou de la hausse du coût du matériel, des matériaux ou de la main-d'œuvre, de l'inexécution par des sous-traitants ou des fournisseurs de leurs obligations, des conditions météorologiques ou géologiques ou d'autres facteurs indépendants de notre volonté, qui pourraient être importants;
- des facteurs économiques généraux qui ont une incidence sur la demande liée à nos projets;
- la capacité de trouver le financement nécessaire pour ces projets.

Les risques liés au changement climatique sont intégrés dans nombre des plus grandes catégories de risques qui englobent les conséquences opérationnelles et financières et celles touchant les parties prenantes. Cela s'explique par le fait que la nature interconnectée des aspects économiques, sociaux et environnementaux des incidences sur le climat exige une revue exhaustive dans le contexte des autres risques auxquels nous sommes exposés.

L'un ou l'autre de ces risques pourrait empêcher la poursuite d'un projet, en retarder l'achèvement ou en accroître les coûts. Le programme L3R aux États-Unis, Atlantic Bridge, le projet Spruce Ridge et le projet de fiabilité et d'agrandissement du réseau T-South font partie des projets récents qui ont subi des retards. De nouveaux projets pourraient ne pas produire le rendement attendu, ce qui pourrait avoir une incidence sur nos résultats financiers et compromettre notre capacité à obtenir des projets futurs. Pour un complément d'information sur les instances particulières qui pourraient influencer sur nos activités et nos résultats financiers, se reporter à la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Faits nouveaux en matière juridique et autres*.

L'érosion de la confiance des parties prenantes ou des changements dans notre réputation auprès des parties prenantes, des groupes d'intérêt, des dirigeants politiques, des médias ou d'autres entités pourraient influencer sur les actions ou les décisions au sujet de notre société et de notre secteur et avoir des incidences négatives sur notre entreprise, nos activités ou nos résultats financiers.

Nos activités, nos projets et nos occasions de croissance exigent que nous entretenions de solides relations avec les parties prenantes, y compris les localités, les collectivités autochtones et d'autres groupes directement touchés par nos activités, ainsi que les gouvernements et les organismes gouvernementaux. La gestion inadéquate des attentes des parties prenantes et des questions qui leur importent, y compris celles liées à l'environnement et au changement climatique, pourrait nuire à la confiance à notre égard et à notre réputation.

L'érosion de la confiance que nous témoignent les parties prenantes ou une altération de notre réputation auprès des parties prenantes, des groupes d'intérêt (y compris les organisations non gouvernementales), des dirigeants politiques, des médias ou d'autres entités pourrait avoir des répercussions défavorables sur nos activités commerciales, notre exploitation ou nos résultats financiers. L'opinion du public et des parties prenantes peut être influencée par le portrait négatif du secteur dans lequel nous exerçons nos activités que brossent certains médias et d'autres personnes ainsi que par leur opposition à nos projets et à nos activités courantes. Les incidences possibles de l'érosion de la confiance des parties prenantes ou d'une opinion publique négative pourraient comprendre :

- la perte de clientèle;
- la perte de la capacité à profiter d'occasions de croissance;
- des retards dans l'exécution des projets;
- des poursuites, notamment les contestations judiciaires de l'exploitation de la canalisation 5 au Michigan et au Wisconsin;
- une surveillance réglementaire accrue;

- un effet négatif sur notre capacité d'obtenir et de conserver les approbations et permis nécessaires auprès des gouvernements et des organismes de réglementation en temps voulu et à des conditions acceptables;
- des entraves à notre capacité d'acquérir ou de renouveler les emprises et les droits fonciers en temps voulu et à des conditions acceptables;
- le changement de l'attitude des investisseurs à l'égard de l'investissement dans l'industrie pétrolière et gazière ou dans notre société;
- l'incidence négative sur l'accès aux capitaux et le coût du capital;
- la perte de la capacité à embaucher et à retenir le personnel le plus talentueux.

Nous sommes également exposés au risque de coûts plus élevés, de retards, d'annulations de projets, de nouvelles restrictions ou même de la cessation d'exploitation de pipelines en raison des pressions accrues exercées sur les gouvernements et les organismes de réglementation. En raison de décisions rendues récemment par les tribunaux, les groupes d'intérêt sont maintenant davantage en mesure de présenter des revendications et de s'opposer à des projets dans des enceintes réglementaires et judiciaires. Outre les questions soulevées par des groupes préoccupés par les répercussions précises de certains projets, nous faisons face, tout comme d'autres entreprises énergétiques et pipelinières, à l'opposition d'organisations qui élèvent des objections à l'extraction de pétrole et de gaz et à l'expédition de produits pétroliers et gaziers.

Les hypothèses que nous formulons pourraient ne pas se matérialiser comme prévu relativement à nos projets d'agrandissement, d'acquisitions et de dessaisissements.

Nous évaluons en permanence les projets d'agrandissement, les acquisitions ou les dessaisissements. La planification et l'analyse des investissements sont largement tributaires de prévisions et d'hypothèses fiables et, dans la mesure où les hypothèses ne se confirment pas, les résultats financiers peuvent être inférieurs ou plus volatils que prévu. Le caractère volatil et imprévisible de l'économie, à l'échelle tant locale que mondiale, et les variations des estimations des coûts, de la portée des projets et de l'évaluation des risques peuvent se traduire par une diminution de nos bénéfices.

Bon nombre de nos activités sont réglementées et l'incapacité d'obtenir les approbations réglementaires pour nos projets proposés ou le retrait des approbations requises pour nos activités actuelles pourraient avoir une incidence négative sur notre entreprise, notre situation financière ou nos résultats d'exploitation.

La nature et la portée des lois et règlements qui régissent les sociétés énergétiques du Canada et des États-Unis ont beaucoup évolué ces dernières années.

Au Canada, l'adoption de la *Loi sur la Régie* et de la *Loi sur l'évaluation d'impact* en vertu du projet de loi C-69, entrées en vigueur le 28 août 2019, devrait prolonger les délais associés aux approbations réglementaires par les organismes de réglementation pour les nouveaux projets qui relèvent de la compétence fédérale canadienne et qui répondent aux critères de l'évaluation d'impact environnemental. Par ailleurs, des modifications ont été apportées au cadre réglementaire en Colombie-Britannique, visant les projets de compétence provinciale d'une manière semblable à ceux sous réglementation fédérale. Aux États-Unis, les sociétés pipelinières continuent d'être confrontées à l'opposition des activistes anti-pétrole, des collectivités autochtones, des citoyens, des groupes environnementaux et des politiciens préoccupés par la sécurité des pipelines ou qui veulent garder le pétrole dans le sol. Aux États-Unis, plusieurs organismes fédéraux proposent des modifications aux règlements conformément à des décrets exigeant la simplification du processus de délivrance des permis, ce qui comprendrait des modifications à l'article 401 de la *Clean Water Act* et à la *National Environmental Policy Act*. Ces règlements devraient être mis au point cette année, mais ils seront contestés devant les tribunaux et pourraient être modifiés ou retirés par une nouvelle administration. De plus, nombre de cas sont en instance devant la Cour fédérale contestant divers aspects d'autres lois ou règlements qui pourraient avoir une incidence défavorable sur l'octroi de permis.

Il est possible que nous ne soyons pas en mesure d'obtenir ou de maintenir toutes les approbations réglementaires requises pour nos actifs en exploitation ou nos projets d'aménagement. S'il survient des retards dans l'obtention d'approbations réglementaires requises ou si nous ne parvenons pas à les obtenir ou à nous y conformer, ou si les lois et règlements sont modifiés ou administrés de façon plus rigoureuse, l'exploitation de nos installations ou l'aménagement de nouvelles installations pourraient être empêchés, retardés ou faire l'objet de coûts supplémentaires.

Nos activités sont assujetties à nombre de lois et règlements environnementaux, dont le respect peut exiger des dépenses en immobilisations considérables, augmenter nos coûts d'exploitation, se répercuter sur nos plans d'affaires, voire les limiter, ou nous exposer à des passifs environnementaux.

Nous sommes assujettis à nombre de lois et règlements environnementaux qui régissent plusieurs aspects de nos activités actuelles et futures, notamment les émissions atmosphériques, la qualité de l'eau, l'évacuation des eaux usées, les déchets solides et les déchets dangereux.

Le non-respect de la réglementation et des lois environnementales et le défaut d'obtenir les permis nécessaires pour nos activités pourraient se traduire par l'imposition d'amendes, de sanctions et de mesures d'injonction touchant nos actifs en exploitation. De plus, tout changement apporté aux lois et règlements environnementaux ou la promulgation de nouvelles lois ou de nouveaux règlements, y compris ceux relatifs au changement climatique ou aux émissions de GES, pourrait entraîner une importante augmentation de nos coûts de conformité à ces lois et règlements.

Nous pourrions ne pas être en mesure d'obtenir ou de conserver toutes les approbations et tous les permis des organismes de réglementation environnementale nécessaires pour nos actifs en exploitation ou nos projets d'aménagement. Si l'obtention de ces approbations ou de ces permis est retardée, si nous ne parvenons pas à les obtenir ou à nous y conformer ou si les lois ou règlements environnementaux changent ou sont mis en application de manière plus stricte, l'exploitation des installations ou l'aménagement de nouvelles installations pourraient être retardés, comporter des coûts additionnels ou ne pas avoir lieu. Nous prévoyons que les coûts futurs que nous engagerons pour nous conformer à la réglementation environnementale pourraient avoir une incidence considérable sur nos résultats et nos flux de trésorerie.

Nos activités sont assujetties à la réglementation opérationnelle et à d'autres exigences, y compris le respect des servitudes et autres titres de propriété, et le non-respect des règlements applicables et d'autres exigences pourrait avoir une incidence négative sur notre entreprise, notre situation financière ou nos résultats d'exploitation.

Les risques d'exploitation se rapportent au respect de la réglementation opérationnelle en vigueur édictée par des gouvernements ou des organismes de réglementation ou à d'autres exigences stipulées par les servitudes ou d'autres ententes qui constituent la base juridique de notre exploitation; le non-respect de cette réglementation ou de ces exigences pourrait se traduire par l'imposition d'amendes, de sanctions, de dommages-intérêts ou de restrictions sur le plan opérationnel (y compris la fermeture de canalisations) ou par une augmentation généralisée des frais d'exploitation et de conformité. Le bon état de nos actifs et l'intégrité de nos activités font l'objet de la surveillance des organismes de réglementation, ce qui pourrait éventuellement accroître les coûts d'exploitation ou limiter les projets futurs. Les éventuelles modifications à la réglementation ou contestations judiciaires pourraient avoir une incidence sur le bénéfice futur que nous tirerons des activités existantes et sur le coût de construction des nouveaux projets. Les mesures futures des organismes de réglementation pourraient différer des attentes, et les changements futurs apportés aux lois pourraient avoir une incidence sur les divers cadres réglementaires dans lesquels nous menons nos activités. Bien que nous cherchions à atténuer le risque lié à la réglementation opérationnelle en surveillant activement les modifications qui pourraient être apportées aux exigences de la réglementation et en nous informant des modifications éventuelles auprès des organismes qui en sont les instigateurs directement ou par l'intermédiaire d'associations industrielles ainsi qu'en élaborant des plans d'intervention mûris pour réagir aux modifications qui pourraient être apportées à la réglementation ou aux mesures d'application s'y rapportant, de tels efforts d'atténuation pourraient être inefficaces ou insuffisants. Nous estimons que l'exploitation sécuritaire et fiable de nos

actifs et le respect de la réglementation en vigueur constituent le meilleur moyen de gérer le risque lié à la réglementation opérationnelle, mais il est toujours possible que les organismes de réglementation ou d'autres autorités gouvernementales prennent des décisions unilatérales qui pourraient avoir une incidence financière sur nous.

Nos activités sont assujetties à la réglementation économique et le défaut d'obtenir les approbations réglementaires pour nos ententes commerciales proposées ou en vigueur pourrait avoir une incidence négative sur notre entreprise, notre situation financière ou nos résultats d'exploitation.

Nos oléoducs font face au risque lié à la réglementation économique, au risque que des gouvernements ou des organismes de réglementation modifient ou rejettent des accords commerciaux proposés ou déjà conclus. Nous sommes d'avis que nous atténuons le risque lié à la réglementation économique en négociant des accords à long terme avec les expéditeurs, accords qui gouvernent la majeure partie de nos actifs du secteur Oléoducs. Toutefois, le risque qu'un organisme de réglementation modifie en profondeur ses politiques de tarification de longue date ou révoque un accord à long terme que nous avons conclu avec des expéditeurs subsiste toujours.

Nos projets de transformation peuvent ne pas produire l'ensemble des résultats prévus.

Nous avons lancé en 2016 des projets de transformation de divers processus, fonctionnalités et systèmes d'information afin d'accroître l'efficacité et l'efficience de toute l'entreprise et nous sommes assujettis au risque lié aux projets de transformation pour ce qui est de ces projets. Ces projets, dont certains se poursuivront en 2020 et en 2021, comprennent les initiatives d'intégration découlant de la fusion avec Spectra Energy et de la fusion d'EGD et d'Union Gas et ils sont assujettis au risque lié aux projets de transformation. Le risque lié à ces projets de transformation réside dans la possibilité que la modernisation entamée par nos filiales et nous ne produise pas les résultats escomptés parce que nous n'aurions pas réduit suffisamment les risques liés à l'exécution des projets et à la gestion du changement, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur nos résultats financiers, notre exploitation et notre réputation.

Nous sommes exposés au risque de crédit lié à nos clients.

Nous sommes exposés au risque de crédit lié à nos clients dans le cours normal de nos activités. Nos clients ont généralement une notation de grande qualité, sont autrement considérés comme solvables ou nous fournissent une garantie qui satisfait nos préoccupations en matière de crédit. Une grande partie de notre risque de crédit rattaché aux services de transport et de stockage provient de clients qui possèdent une notation de crédit de grande qualité (ou l'équivalent selon notre évaluation) ou qui nous ont fourni une garantie. Nous ne pouvons cependant pas prévoir dans quelle mesure nos activités seraient touchées par une détérioration de la conjoncture économique, notamment un éventuel déclin de la solvabilité de nos clients. En raison de projets d'immobilisations futurs dont les clients primaires seraient des producteurs gaziers et pétroliers, notre risque de crédit lié à des clients possédant une notation de crédit de moins grande qualité pourrait augmenter. Il est possible que les défauts de paiement des clients, s'ils sont importants, aient une incidence défavorable sur nos résultats et nos flux de trésorerie.

Nous pourrions être assujettis à des modifications aux taux d'imposition, à l'adoption de nouvelles lois fiscales aux États-Unis, au Canada ou à l'étranger ou être sujets à des passifs d'impôts supplémentaires.

Nous sommes assujettis à l'impôt aux États-Unis, au Canada et dans de nombreux territoires étrangers. En raison de la situation économique et politique, les taux d'imposition dans diverses compétences pourraient changer de façon appréciable. Nos taux d'imposition effectifs pourraient être touchés par des modifications aux bénéfices gagnés dans des territoires où les taux d'imposition statutaires sont différents, à l'évaluation des actifs et des passifs d'impôts reportés et aux lois fiscales ou à leur interprétation, notamment aux États-Unis, au Canada et dans d'autres territoires étrangers où nous exerçons des activités.

Nous sommes de plus assujettis à l'examen de nos déclarations de revenus et d'autres dossiers fiscaux par l'Internal Revenue Service des États-Unis, l'Agence du revenu du Canada ainsi que d'autres autorités fiscales et organismes gouvernementaux. Nous évaluons régulièrement la probabilité d'un résultat défavorable découlant de ces examens afin de déterminer si nos provisions pour impôts sont suffisantes. Rien ne peut garantir le résultat de ces examens. Si nos taux d'imposition effectifs devaient augmenter, plus particulièrement aux États-Unis ou au Canada, ou si la détermination ultime des impôts dont nous sommes redevables donne lieu à un montant supérieur au montant précédemment comptabilisé, notre situation financière et nos résultats d'exploitation pourraient en souffrir grandement.

Notre exploitation nécessite le recrutement et le maintien en poste d'un personnel qualifié. Des difficultés dans ce domaine pourraient compromettre la réalisation de nos plans d'affaires.

Notre exploitation et notre gestion exigent que nous embauchions et conservions une main-d'œuvre qualifiée, notamment des ingénieurs, du personnel technique et d'autres professionnels. Nous et nos filiales faisons concurrence à d'autres sociétés du secteur de l'énergie pour attirer ce personnel qualifié. Si nous ne sommes pas en mesure de retenir nos employés actuels ou d'embaucher de nouveaux employés possédant des connaissances et une expérience comparables, notre exploitation pourrait en subir les contrecoups. En outre, les coûts que nous engageons pour attirer et maintenir en poste ces professionnels pourraient monter.

Nous sommes partie à de nombreuses poursuites, dont l'issue est incertaine. Toute décision défavorable pourrait avoir une incidence négative sur nos résultats financiers.

Nous sommes partie à de nombreuses poursuites. Tout litige est associé à plusieurs incertitudes. Nous ne pouvons pas prédire avec certitude l'issue de chaque cas. Il est raisonnablement possible que le règlement final de certains cas dans lesquels nous sommes impliqués exige des dépenses additionnelles, en excédent des provisions constituées, sur une longue période de temps et d'un montant dont l'ampleur pourrait avoir une incidence défavorable sur nos résultats financiers. Pour un complément d'information sur les instances judiciaires, se reporter à la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Faits nouveaux en matière juridique et autres.*

Des attaques et des menaces terroristes, l'intensification de l'activité militaire en réponse à ces attaques ou actes d'hostilité et toute autre agitation civile ou manifestation d'activisme pourraient avoir une incidence défavorable sur nos activités commerciales, notre exploitation ou nos résultats financiers.

Les attaques et les menaces terroristes, l'intensification de l'activité militaire ou des actes d'hostilité ou toute autre agitation civile ou manifestation d'activisme peuvent se répercuter sur la conjoncture économique générale et pourraient influencer sur la confiance et les dépenses des consommateurs et la liquidité du marché, facteurs qui peuvent avoir une incidence défavorable sur nos activités commerciales. D'éventuelles attaques terroristes, des rumeurs ou des menaces de guerre, des conflits réels touchant les États-Unis ou le Canada ou des perturbations militaires ou commerciales pourraient avoir une incidence considérable sur nos activités et celles de nos clients. Des cibles stratégiques comme des actifs énergétiques pourraient courir un risque plus grand de faire l'objet d'attaques que d'autres cibles aux États-Unis et au Canada. De plus, l'intensification de l'activisme environnemental contre la construction et l'exploitation de pipelines pourrait entraîner des retards dans les travaux, une réduction de la demande à l'égard de nos produits et services, un resserrement de la législation ou le refus de délivrer des permis ou un retard dans leur délivrance. Enfin, la fluctuation ou une hausse importante des prix de l'énergie pourrait se traduire par des mesures de contrôle des prix imposées par l'État. Il est possible que l'un ou l'autre de ces facteurs ou une combinaison de ces facteurs puisse avoir une incidence défavorable sur nos activités commerciales, notre exploitation ou nos résultats financiers.

Les prix des marchandises et la politique gouvernementale pourraient se répercuter directement et indirectement sur les résultats de notre secteur Oléoducs.

Les efforts déployés en 2019 par le gouvernement de l'Alberta pour gérer les approvisionnements et les stocks dans l'Ouest canadien devraient se poursuivre à un rythme décroissant d'ici la fin de 2020 au fur et à mesure qu'une capacité additionnelle est mise sur le marché. L'incidence de cette intervention sur le réseau principal est négligeable, car les stocks existants sont suffisants pour répondre aux besoins

des raffineries et desservir nos marchés favorables. Le large écart entre les prix de l'Ouest canadien et ceux des marchés côtiers mondiaux a aussi eu une incidence négative sur les rentrées nettes et les marges des producteurs au cours des dernières années, cet écart étant essentiellement attribuable au fait que la capacité de transport des infrastructures pipelinières des régions productives de l'Ouest canadien et du Dakota du Nord est exploitée à plein régime. Des prévisions à long terme qui annonceraient une faiblesse prolongée des prix du pétrole brut pourraient entraîner le report ou l'annulation de projets futurs.

Les gisements de pétrole avare de l'Ouest canadien et de la région de Bakken au Dakota du Nord atteignent leur seuil de rentabilité sur un horizon temporel court, soit habituellement moins de 24 mois, et sont assortis de taux de déclin élevés qui peuvent être bien gérés au moyen de programmes de couverture actifs; ils sont en outre positionnés pour réagir rapidement aux signaux du marché. C'est pourquoi, pendant une période de faiblesse relative des prix, les programmes de forage, qui ne sont pas soutenus par des programmes de couverture, seront réduits. La croissance de l'offre provenant des bassins de pétrole avare peut alors diminuer, ce qui peut avoir une incidence sur les volumes de nos réseaux de pipelines.

La volatilité des prix des marchandises et les risques associés à nos activités de couverture pourraient se répercuter négativement sur les résultats de notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires.

Notre exposition à la volatilité des prix des marchandises est inhérente à une partie de notre entreprise de traitement de gaz naturel. Nous faisons appel à un programme de couverture strict pour gérer ce risque directement lié au prix des marchandises. Étant donné que nos activités ne sont pas toutes couvertes, nous pourrions subir les contrecoups de l'exposition aux prix des marchandises que nous recevons en nature en paiement de nos services de collecte, de traitement, de transformation et de transport. En raison de notre exposition non couverte et des prix établis pour nos positions de couverture, un recul important des prix de ces marchandises pourrait avoir une incidence défavorable sur nos résultats financiers.

De plus, il est possible que nos activités de couverture ne soient pas aussi efficaces que prévu pour réduire la volatilité de nos flux de trésorerie. Nos activités de couverture visant à réduire notre exposition aux prix des marchandises nous empêcheront vraisemblablement de profiter pleinement des hausses des prix qui dépassent le niveau des couvertures. Nos activités de couverture peuvent entraîner des pertes considérables si les ententes de couverture sont imparfaites ou inefficaces et que nos politiques et procédures de couverture ne sont pas adéquatement suivies ou ne fonctionnent pas comme prévu. De plus, les contrats de couverture sont assortis d'un risque de crédit selon lequel l'autre partie se révèle incapable ou refuse de respecter ses obligations aux termes des contrats, surtout pendant les périodes de faiblesse et de volatilité économiques. En outre, certains des instruments financiers que nous utilisons pour couvrir notre risque lié aux marchandises doivent être évalués à la valeur de marché, ce qui cause une volatilité périodique des résultats puisque les prix des marchandises fluctuent.

La volatilité des prix des marchandises pourrait se répercuter sur les résultats du secteur Services énergétiques.

Le secteur Services énergétiques génère des marges en profitant d'écarts qualitatifs et temporels ainsi que des écarts liés à l'emplacement lorsque l'occasion se présente. La volatilité des prix des marchandises due à l'évolution de la conjoncture de marché peut limiter les possibilités quant aux marges et empêcher les Services énergétiques de respecter ses engagements de capacité. De plus, les prix des marchandises peuvent avoir des effets négatifs sur les résultats et les flux de trésorerie si le coût de la marchandise est supérieur aux prix de vente que nous réalisons.

Nos politiques de gestion des risques ne peuvent pas éliminer tous les risques. De plus, leur non-respect pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités commerciales, notre exploitation ou nos résultats financiers.

Nous utilisons des instruments financiers dérivés pour gérer les risques associés aux fluctuations des taux de change, des taux d'intérêt, des prix des marchandises et du cours de nos actions pour réduire la volatilité de nos flux de trésorerie. Selon nos politiques de gestion des risques, tous nos instruments financiers dérivés sont associés à un actif sous-jacent, à un passif ou à une opération prévue. Nous ne concluons pas d'opérations dans le but de spéculer sur les prix des marchandises ou les taux d'intérêt. Ces politiques ne peuvent toutefois pas éliminer tous les risques d'opérations non autorisées et d'autres activités de spéculation. Même si notre fonction de gestion des risques surveille cette activité de manière indépendante, nous demeurons exposés au risque de non-respect de nos politiques en la matière. Rien ne garantit que notre fonction de gestion des risques détectera et empêchera toutes les opérations non autorisées et les autres violations de nos politiques et procédures de gestion des risques, surtout si la tromperie, la collusion ou toute autre inconduite volontaire entrent en jeu, et une telle violation pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités commerciales, notre exploitation ou nos résultats financiers.

Nous comptons sur un accès aux marchés des capitaux à court et à long terme pour financer nos besoins en capitaux et en liquidités. L'accès à ces marchés moyennant un coût raisonnable peut être perturbé, surtout si nous ou nos filiales notées ne sommes pas en mesure de conserver une notation de crédit de première qualité.

Nos actifs consolidés sont en grande partie financés au moyen d'emprunts. L'échéance et le profil de remboursement des emprunts servant à financer nos investissements ne s'harmonisent pas toujours avec les flux de trésorerie tirés des actifs. C'est pourquoi nous comptons sur les marchés des capitaux à court et à long terme comme sources de liquidités pour répondre aux besoins en capitaux non comblés par les flux de trésorerie liés à l'exploitation et pour financer les investissements initialement financés par emprunt. Notre dette à long terme non garantie de premier rang obtient actuellement une notation de première qualité de diverses agences d'évaluation du crédit. Si les agences d'évaluation devaient nous accorder une notation inférieure, nos coûts d'emprunt pourraient augmenter, peut-être considérablement. Par conséquent, nous serions probablement tenus de payer un taux d'intérêt plus élevé sur nos financements futurs, et notre bassin d'investisseurs et nos sources de financement potentiels pourraient être réduits.

Nous conservons des facilités de crédit renouvelables qui servent de filet de sécurité aux billets de trésorerie utilisés pour des emprunts ou des lettres de crédit auprès de diverses entités. Ces facilités sont habituellement assorties de clauses financières; le non-respect de ces clauses par une entité pourrait empêcher celle-ci d'émettre des billets de trésorerie ou des lettres de crédit ou d'effectuer des prélèvements sur la facilité de crédit renouvelable, ce qui pourrait avoir une incidence sur les flux de trésorerie ou restreindre les activités. De plus, si la notation de notre dette à court terme était révisée à la baisse, l'accès au marché des billets de trésorerie pourrait être grandement limité. Cette situation n'altérerait pas notre capacité à effectuer des prélèvements sur nos facilités de crédit, mais nos coûts d'emprunt pourraient être nettement plus élevés.

Si nous ne pouvions pas avoir accès à des capitaux à des taux concurrentiels, notre capacité à financer nos activités et à mettre en œuvre notre stratégie pourrait en être affectée. La limitation de notre capacité d'accéder aux marchés financiers peut aussi se répercuter sur notre capacité à réaliser notre plan d'affaires comme prévu. Toute incapacité à accéder à des capitaux pourrait limiter notre capacité à effectuer des améliorations ou des acquisitions qui contribueraient autrement à notre croissance future. Une révision à la baisse ou tout autre événement ayant une incidence défavorable sur la notation de crédit de nos filiales pourrait entraîner une hausse des coûts d'emprunt de ces dernières ou une limitation de leur accès à des sources de financement, ce qui pourrait se traduire par une augmentation de leurs besoins en liquidités sous la forme d'apports en capital ou de prêts que nous devrions consentir à ces filiales et qui réduirait les liquidités et les emprunts disponibles pour le groupe consolidé.

Notre garantie d'assurance pourrait ne pas suffire à couvrir nos pertes advenant un incident, une catastrophe naturelle ou tout autre événement dangereux.

Nos activités comportent de nombreux dangers qui sont inhérents à notre secteur de l'industrie. Nos actifs peuvent être endommagés par suite d'un accident ou d'une catastrophe naturelle. Ces dangers peuvent aussi causer des blessures personnelles ou le décès, des dommages graves ou la destruction d'immobilisations corporelles, de la pollution ou des dommages environnementaux et l'interruption des activités. Nous souscrivons une police d'assurance multirisque qui nous couvre ainsi que nos filiales et certaines de nos sociétés affiliées afin d'atténuer les incidences financières qui pourraient découler de ces événements dangereux. Cette assurance comprend diverses protections dont le type, le montant et les dispositions se comparent globalement avec les assurances habituelles dans notre secteur d'activité; cependant, nos garanties d'assurance ne couvrent pas tous les événements dans toutes les circonstances.

Dans l'éventualité peu probable qu'il se produise plusieurs accidents assurables qui dépassent au total la protection pendant la même période couverte par les assurances, la protection d'assurance totale sera répartie entre nos entités de manière équitable en fonction d'un accord de répartition des protections d'assurance conclu entre nos filiales et nous. De plus, même avec une assurance, si une catastrophe naturelle ou un autre événement dangereux donnait lieu à une interruption désastreuse de l'exploitation, nous pourrions ne pas être en mesure de rétablir l'exploitation sans interruption significative.

Les répercussions des politiques du gouvernement américain sur les relations commerciales entre le Canada et les États-Unis sont incertaines.

Le nouvel Accord États-Unis–Mexique–Canada (« USMCA ») (connu comme l'Accord Canada–États-Unis–Mexique (« ACEUM ») au Canada) vise à remplacer l'Accord de libre-échange nord-américain (« ALENA »). L'Accord USMCA/ACEUM a été ratifié par les États-Unis et le Mexique et n'entrera en vigueur qu'une fois que le Canada l'aura ratifié. L'ALENA protège les signataires contre les tarifs et les droits de douane et autres honoraires et frais et garantit les accès aux marchés. L'incidence sur les marchés énergétiques de l'accord USMCA/ACEUM, s'il est ratifié, est incertaine.

RUBRIQUE 1B. QUESTIONS NON RÉGLÉES SOUMISES PAR LE PERSONNEL DE LA SEC

Aucune.

RUBRIQUE 2. IMMOBILISATIONS

La rubrique 1, *Activités*, présente une description de nos immobilisations et des cartes indiquant l'emplacement de nos réseaux d'oléoducs et de gazoducs.

En général, nos réseaux sont situés sur des terrains détenus par des tiers et sont exploités aux termes de servitudes et d'emprises, de licences, de baux ou de permis délivrés par des propriétaires fonciers privés, les Premières Nations, des tribus amérindiennes, des autorités publiques et des sociétés de chemin de fer ou de services publics. Nos réseaux d'oléoducs comportent des stations de pompage, des réservoirs, des terminaux et certaines autres installations situés sur des terrains que nous détenons ou que nous utilisons aux termes de servitudes, de licences, de baux ou de permis. De plus, nos réseaux de gazoducs comportent des stations de compression et des usines de traitement et de transformation du gaz naturel, dont la grande majorité est située sur des terrains que nous détenons, les autres se trouvant sur des terrains que nous utilisons aux termes de servitudes, de baux ou de permis.

Les titres des propriétés acquises de nos réseaux d'oléoducs et de gazoducs sont dans certains cas assortis de servitudes. Selon nous, aucune de ces obligations ne devrait nuire à la valeur de ces immobilisations ni avoir une incidence notable sur leur utilisation dans le cours normal de nos activités.

RUBRIQUE 3. INSTANCES JUDICIAIRES

Nous sommes partie à diverses poursuites judiciaires et administratives et à divers litiges survenant dans le cours normal de nos activités. L'issue de ces questions ne peut être connue à l'heure actuelle. Nous croyons toutefois que le règlement définitif de ces questions n'aura pas d'incidence défavorable importante sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation ou nos flux de trésorerie de périodes futures. Pour une description des instances judiciaires auxquelles nous sommes partie, se reporter à la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Faits nouveaux en matière juridique et autres*.

RUBRIQUE 4. INFORMATIONS SUR LA SÉCURITÉ DES MINES

Sans objet.

PARTIE II

RUBRIQUE 5. MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES ACTIONS ORDINAIRES DE LA SOCIÉTÉ INSCRITE, QUESTIONS CONNEXES CONCERNANT LES ACTIONNAIRES ET RACHATS D' ACTIONS PAR LA SOCIÉTÉ INSCRITE

Actions ordinaires

Nos actions ordinaires sont inscrites à la TSX ainsi qu'à la NYSE sous le symbole « ENB ».

Au 7 février 2020, il y avait environ 2 024 814 011 porteurs inscrits de nos actions ordinaires. Un nombre nettement supérieur de porteurs de nos actions ordinaires sont des courtiers ou des propriétaires véritables, dont les actions sont détenues par des banques, des courtiers ou d'autres institutions financières.

Dividendes

Le tableau ci-dessous présente les dividendes versés par action ordinaire (en dollars canadiens) :

	2019	2018
T1	0,738	0,671
T2	0,738	0,671
T3	0,738	0,671
T4	0,738	0,671

Conformément à notre objectif qui consiste à augmenter le dividende en trésorerie chaque année, nous avons annoncé le versement d'un dividende trimestriel de 0,81 \$ par action ordinaire payable le 1^{er} mars 2020, ce qui représente une hausse de 9,8 % par rapport au taux du trimestre précédent. Nous prévoyons de continuer à respecter notre politique de versement régulier de dividendes en trésorerie. La déclaration et le versement de dividendes sont à la seule discrétion de notre conseil d'administration et dépendent de nombreux facteurs, notamment la situation financière, les résultats et les besoins en capitaux de nos filiales en exploitation, les clauses restrictives associées à certains emprunts, les exigences prévues par la loi, les contraintes imposées par les organismes de réglementation et d'autres facteurs jugés pertinents par notre conseil d'administration.

Titres autorisés aux fins d'émission aux termes des régimes de rémunération en capitaux propres

L'information exigée sous cette rubrique figurera dans notre formulaire 10-K/A, qui sera déposé au plus tard 120 jours après le 31 décembre 2019.

Ventes récentes de titres de capitaux propres non inscrits

Aucune.

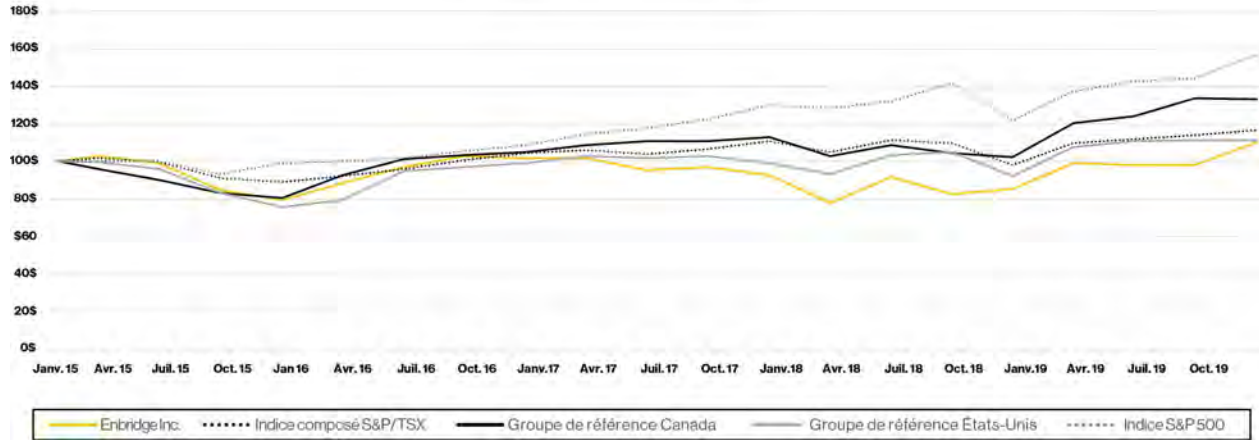
Rachat de titres de capitaux propres par l'émetteur

Aucun.

Rendement total pour les actionnaires

Le graphique ci-dessous présente les variations comparatives du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2019 de la valeur de 100 \$ investis dans 1) des actions ordinaires d'Enbridge Inc. négociées à la TSX, 2) l'indice composé S&P/TSX, 3) l'indice S&P 500, 4) notre groupe de référence aux États-Unis (formé de D, DTE, ET, EPD, KMI, MMP, NI, OKE, PCG, PAA, SRE et WMB) et 5) notre groupe de référence au Canada (formé de CU, FTS, IPL, PPL et TRP). Les montants figurant dans le tableau ont été établis en supposant que les dividendes sont réinvestis au moment de leur versement.

**Rendement total pour les actionnaires
1^{er} janvier 2015 – 31 décembre 2019**



	1 ^{er} janvier 2015	31 décembre				
	2015	2015	2016	2017	2018	2019
Enbridge Inc.	100,00	79,66	101,94	92,93	85,40	110,45
Indice composé S&P/TSX	100,00	88,91	104,48	110,78	97,88	116,61
Indice S&P 500	100,00	99,27	108,74	129,86	121,76	156,92
Groupe de référence aux États-Unis ¹	100,00	75,58	99,08	99,42	92,47	111,43
Groupe de référence au Canada	100,00	80,50	105,22	113,05	102,32	133,14

¹ Pour les besoins de ce graphique, il a été présumé que le ratio de conversion entre le dollar canadien et le dollar américain était resté de 1:1 pour les années indiquées.

RUBRIQUE 6. PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES

Les principales données financières ci-dessous ne sont pas nécessairement représentatives des résultats d'exploitation futurs et elles doivent être lues en parallèle avec la rubrique 7, *Rapport de gestion* et avec la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires* afin de bien comprendre les facteurs qui pourraient influencer sur la comparabilité des données présentées ci-dessous.

	Exercices clos les 31 décembre				
	2019	2018	2017	2016	2015
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>					
États consolidés des résultats					
Produits d'exploitation	50 069 \$	46 378 \$	44 378 \$	34 560 \$	33 794 \$
Bénéfice d'exploitation	8 260	4 816	1 571	2 581	1 862
Bénéfice (perte) des activités poursuivies	5 827	3 333	3 266	2 309	(159)
(Bénéfice) perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(122)	(451)	(407)	(240)	410
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	5 705	2 882	2 859	2 069	251
Bénéfice (perte) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	5 322	2 515	2 529	1 776	(37)
Données sur les actions ordinaires					
Résultat par action ordinaire de base	2,64	1,46	1,66	1,95	(0,04)
dilué	2,63	1,46	1,65	1,93	(0,04)
Dividendes versés par action ordinaire	2,95	2,68	2,41	2,12	1,86

	31 décembre				
	2019	2018	2017	2016	2015
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
États consolidés de la situation financière					
Total de l'actif ¹	163 269 \$	166 905 \$	162 093 \$	85 209 \$	84 154 \$
Dette à long terme y compris les contrats de location-acquisition, moins la partie à court terme	59 661	60 327	60 865	36 494	39 391

¹ Nous avons cumulé la trésorerie et les équivalents de trésorerie ainsi que d'autres montants auparavant présentés en tant que dette bancaire lorsque les comptes bancaires correspondants font l'objet d'accords de gestion centralisée.

RUBRIQUE 7. RAPPORT DE GESTION

INTRODUCTION

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

La présente section de notre rapport annuel sur formulaire 10-K traite des résultats de 2019 et de 2018 et présente des comparaisons entre les résultats de 2019 et de 2018. Pour une analyse des résultats de 2017 et une comparaison des résultats de 2018 et de 2017, se reporter à la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion*, de notre rapport annuel sur formulaire 10-K de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

FAITS NOUVEAUX

ENTRÉE EN SERVICE PRÉVUE DU PROGRAMME DE REMPLACEMENT DE LA CANALISATION 3 AU CANADA

La mise en service du tronçon canadien du programme de remplacement de la canalisation 3 a eu lieu le 1^{er} décembre 2019 assortie de droits supplémentaires provisoires de 0,20 \$ US le baril sur les volumes expédiés sur le réseau principal. Ce projet d'entretien axé sur la sécurité illustre l'importance de protéger l'environnement et d'assurer la sécurité et la fiabilité de l'exploitation à long terme de notre réseau principal. Pour un complément d'information, se reporter à la rubrique *Projets de croissance – Projets garantis sur le plan commercial – Oléoducs*.

CALENDRIER DE DÉLIVRANCE DES PERMIS PAR L'ÉTAT DU MINNESOTA POUR LE PROGRAMME DE REMPLACEMENT DE LA CANALISATION 3 AUX ÉTATS-UNIS

Le 3 juin 2019, la Cour d'appel du Minnesota a rendu une décision sur la détermination de la pertinence par la Minnesota Public Utilities Commission (« MNPUC ») de l'étude d'impact environnemental (« EIE ») définitive pour le programme L3R aux États-Unis. Bien qu'elle ait rejeté huit des neuf parties de la décision portées en appel, la Cour d'appel du Minnesota a cerné une question qui l'a incitée à infirmer la détermination de la pertinence. Le 3 juillet 2019, certains opposants au projet ont sollicité une autre révision en appel auprès de la Cour Suprême du Minnesota. Le 17 septembre 2019, à la lumière de la réponse de la MNPUC et de la réponse de la société, la Cour Suprême du Minnesota a rejeté la demande des opposants et par le fait même rétabli la compétence de la MNPUC. Lors d'une audience tenue le 1^{er} octobre 2019, la MNPUC a ordonné au département du Commerce de présenter une EIE révisée au plus tard le 9 décembre 2019. Le département du Commerce a rendu public son EIE révisée le 9 décembre 2019 et la MNPUC a recueilli les commentaires du public sur ce document jusqu'au 16 janvier 2020. Le 3 février 2020, la MNCUP a approuvé la pertinence de l'EIE révisée et a rétabli le certificat de nécessité et le tracé du pipeline, permettant ainsi que la construction du pipeline commence dès qu'auront été délivrés les permis nécessaires.

À l'heure actuelle, nous ne sommes pas en mesure de déterminer le moment de la délivrance de tous les permis nécessaires pour commencer la construction. Pour plus de détails, voir *Projets de croissance – Questions de nature réglementaire – Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis*.

CONTRATS VISANT LE RÉSEAU PRINCIPAL

Le 2 août 2019, nous avons lancé un appel de soumissions pour les services de transport sur notre réseau principal. L'appel de soumissions permettait aux expéditeurs de conclure des contrats à long terme conférant un accès prioritaire sur le réseau principal à l'échéance, le 30 juin 2021, de l'ETC en vigueur.

Le 27 septembre 2019, après avoir reçu des plaintes, la Régie a établi une ordonnance selon laquelle nous ne pouvions pas offrir un service garanti aux expéditeurs éventuels sur notre réseau principal jusqu'à ce qu'un tel service garanti, ainsi que tous les tarifs et modalités connexes, aient été approuvés par la Régie. Bien que cette décision diffère considérablement des pratiques réglementaires antérieures, la Régie a fait remarquer que sa décision de procéder à un examen réglementaire avant l'appel de soumissions ne nuit aucunement à notre capacité de proposer des contrats d'accès prioritaire à long terme sur le réseau principal.

Le 19 décembre 2019, nous avons présenté à la Régie une demande au sujet de la mise en œuvre de contrats visant notre réseau principal. La demande visant le service souscrit et le service non souscrit comprenait 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 remplaceraient l'ETC actuelle, qui est en vigueur jusqu'au 30 juin 2021. Si un nouvel accord n'est pas en vigueur à cette date, les droits aux termes de l'ETC continueraient de s'appliquer provisoirement.

La demande que nous avons déposée est le résultat de deux années de négociations approfondies avec divers groupes d'expéditeurs et elle a été conçue pour faire concorder nos intérêts avec ceux des expéditeurs. Ces expéditeurs représentant plus de 70 % du débit actuel de notre réseau principal ont déposé auprès de la Régie des lettres à l'appui de la demande, ce qui atteste du fort soutien des expéditeurs pour ces services.

Le 7 février 2020, nous avons répondu aux lettres sollicitées par la Régie aux fins de commentaires par les parties intéressées qui sont en faveur de notre demande ou qui s'y opposent. Nous nous attendons à ce qu'un processus réglementaire exhaustif continue d'être mis en œuvre durant la presque totalité de 2020.

MONÉTISATION D'ACTIFS

Entreprise d'Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick

Le 1^{er} octobre 2019, nous avons conclu la vente d'EGNB à Liberty Utilities (Canada) LP, filiale en propriété exclusive d'Algonquin Power & Utilities Corp., pour un produit d'environ 331 M\$.

St. Lawrence Gas Company Inc.

Le 1^{er} novembre 2019, nous avons conclu la vente des actions émises et en circulation de St. Lawrence Gas pour un produit d'environ 72 M\$.

Entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel

Le 31 décembre 2019, nous avons réalisé la vente à Brookfield Infrastructure Partners L.P. et ses partenaires institutionnels (collectivement, « Brookfield ») de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel sous réglementation fédérale pour un produit d'environ 1,7 G\$, compte tenu des ajustements de clôture habituels. Ces entreprises sous réglementation fédérale représentent la seconde, et dernière, étape de l'opération de 4,3 G\$ annoncée précédemment le 4 juillet 2018.

Ligne de raccordement Montana-Alberta

Au quatrième trimestre de 2019, nous avons adopté un plan visant la vente des actifs de transport de la LRMA. La convention d'achat et de vente a été signée en janvier 2020. Sous réserve de certaines approbations réglementaires et conditions de clôture courantes, l'opération devrait se conclure pendant le premier trimestre de 2020.

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

DEMANDE TARIFAIRE DE 2019 D'ENBRIDGE GAS INC.

En septembre 2019, Enbridge Gas a reçu la décision et une ordonnance de la CÉO au sujet de sa demande tarifaire de 2019. La demande tarifaire de 2019 a été déposée en décembre 2018. Elle était conforme aux paramètres du mécanisme d'établissement des tarifs fondé sur un modèle de réglementation incitative et prévoyant le plafonnement des tarifs approuvé par la CÉO pour Enbridge Gas, et elle visait la première année d'une période de cinq ans. Dans la décision et l'ordonnance, la date d'entrée en vigueur des tarifs de base, soit le 1^{er} avril 2019, ainsi que l'inclusion de montants aux termes du module de capitaux supplémentaires afin de permettre le recouvrement d'investissements en capital supplémentaires ont été approuvées.

DEMANDE TARIFAIRE DE 2020 D'ENBRIDGE GAS INC.

En octobre 2019, Enbridge Gas a déposé une demande auprès de la CÉO en vue d'un règlement tarifaire pour 2020 et du financement d'investissements de capitaux supplémentaires distincts au moyen du module de capitaux supplémentaires. La demande tarifaire de 2020 a été déposée conformément aux paramètres du mécanisme d'établissement des tarifs fondés sur un modèle de réglementation incitative et prévoyant le plafonnement des tarifs approuvés par la CÉO pour Enbridge Gas, et elle vise la deuxième année d'une période de cinq ans. En décembre 2019, Enbridge Gas a reçu la décision et une ordonnance de la CÉO approuvant provisoirement les droits de 2020, qui sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2020. Une décision au sujet de la demande d'Enbridge Gas pour l'inclusion de montants aux termes du module de capitaux supplémentaires est attendue au deuxième trimestre de 2020.

RUPTURE DU PIPELINE TEXAS EASTERN

Le 1^{er} août 2019, une rupture est survenue sur la canalisation 15, une conduite de gaz naturel de 30 pouces faisant partie du réseau pipelinier de gaz naturel Texas Eastern dans le comté de Lincoln, au Kentucky. Bien que les deux pipelines adjacents aient été remis en service, la canalisation 15 demeure fermée dans le secteur touché et la date de remise en service n'a pas encore été déterminée. Il y a eu un décès. Nous continuons d'apporter notre soutien au National Transportation Safety Board dans le cadre de son enquête, à la collectivité et aux membres de celle-ci touchés par la rupture de la canalisation. Le réseau pipelinier de gaz naturel Texas Eastern, d'une longueur d'environ 1 700 milles, relie les champs de production de la côte du golfe du Mexique au Texas et en Louisiane et les États de l'Ohio, de la Pennsylvanie, du New Jersey et de New York.

Par suite de l'incident, nous avons enregistré une baisse des produits d'exploitation et une hausse des coûts d'exploitation de 34 M\$, avant les recouvrements prévus, en 2019. Texas Eastern Transmission, LP (« Texas Eastern ») est couverte par un programme d'assurance complet qui s'applique à nos filiales et à nos sociétés affiliées et qui englobe la responsabilité civile, les biens et les pertes d'exploitation.

DOSSIER TARIFAIRE DE TEXAS EASTERN

Le 1^{er} juin 2019, Texas Eastern a mis en vigueur ses tarifs révisés. Ces taux de recours accrus font l'objet d'un remboursement et d'intérêts. Après des négociations étendues sur le dossier tarifaire de Texas Eastern, nous sommes parvenus à un accord avec les expéditeurs et avons déposé un sommaire de stipulation et d'entente auprès de la FERC le 28 octobre 2019. Le 13 janvier 2020, le juge administratif a confirmé ce sommaire de stipulation incontesté auprès de la FERC et nous attendons une décision de la FERC au deuxième trimestre de 2020. À la réception de la décision de la FERC, nous commencerons à comptabiliser les droits mis à jour dans nos résultats d'exploitation.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	Exercices clos les 31 décembre		
	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>			
Bénéfice (perte) sectoriel avant intérêts, impôts et amortissement			
Oléoducs	7 681	5 331	6 395
Transport de gaz et services intermédiaires	3 371	2 334	(1 269)
Distribution et stockage de gaz	1 747	1 711	1 390
Production d'énergie renouvelable	111	369	372
Services énergétiques	250	482	(263)
Éliminations et divers	429	(708)	(337)
Amortissement	(3 391)	(3 246)	(3 163)
Charge d'intérêts	(2 663)	(2 703)	(2 556)
Charge d'impôts sur les bénéfices	(1 708)	(237)	2 697
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(122)	(451)	(407)
Dividendes sur les actions privilégiées	(383)	(367)	(330)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	5 322	2 515	2 529
Résultat par action ordinaire	2,64	1,46	1,66
Résultat dilué par action ordinaire	2,63	1,46	1,65

BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

Le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été avantagé d'un montant net de 2 034 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- un gain hors trésorerie non réalisé de 1 806 M\$ (1 276 M\$ après impôts nous revenant) lié à la juste valeur d'instruments dérivés en 2019, comparativement à une perte de 660 M\$ (397 M\$ après impôts nous revenant) en 2018, ce qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur découlant des variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change et le risque lié aux prix des marchandises;
- une dépréciation hors trésorerie des stocks de pétrole brut et de gaz naturel pour en ramener la valeur au moindre du coût ou de la valeur du marché au sein du secteur Services énergétiques, soit 188 M\$ (144 M\$ après impôts nous revenant) en 2019, comparativement à 327 M\$ (239 M\$ après impôts nous revenant) en 2018;
- l'absence en 2019 d'une charge pour perte de valeur de l'écart d'acquisition de 1 019 M\$ après impôts nous revenant en 2018 découlant de la classification de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel comme étant détenues en vue de la vente;
- l'absence en 2019 d'une perte de 913 M\$ (701 M\$ avant impôts nous revenant) en 2018 liée à Midcoast Operating, L.P. et ses filiales (« MOLP ») résultant de la révision de la juste valeur des actifs détenus en vue de la vente en fonction du prix de vente;
- l'absence en 2019 d'une perte de 154 M\$ (95 M\$ après impôts nous revenant) en 2018 liée à la canalisation 10 du pipeline de pétrole brut, qui fait partie de notre réseau principal, résultant de son classement comme un actif détenu en vue de la vente et de son évaluation subséquente au moindre de sa valeur comptable et de sa juste valeur diminuée du coût de la vente;

- les coûts de séparation, de transition et de transformation versés aux salariés de 140 M\$ (127 M\$ après impôts nous revenant) en 2019, comparativement à 203 M\$ (181 M\$ après impôts nous revenant) en 2018.

Les facteurs positifs ci-dessus ont été en partie annulés par les facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation suivants :

- une perte de 467 M\$ après impôts nous revenant en 2019 (perte sur cession de 268 M\$ et charge fiscale de 199 M\$) résultant de la vente des installations sous réglementation fédérale de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement du gaz naturel;
- une perte de 310 M\$ (229 M\$ après impôts nous revenant) en 2019 résultant de la revue de notre programme exhaustif de couverture économique à long terme et d'un paiement à certaines contreparties aux opérations de couverture pour régler au préalable et réviser le taux de couverture d'une partie de notre programme de couverture;
- une perte de 297 M\$ (218 M\$ après impôts nous revenant) en 2019 résultant du classement des actifs détenus en vue de la vente de la LRMA et de leur évaluation subséquente au moindre de leur valeur comptable ou de leur juste valeur diminuée du coût de la vente;
- une perte de 105 M\$ (79 M\$ après impôts nous revenant) en 2019 attribuable à la radiation de coûts engagés dans le cadre du projet d'accès vers le nord-est;
- une perte de 86 M\$ (68 M\$ après impôts nous revenant) en 2019 liée à la vente d'actifs, aux pertes de valeur d'actifs et de l'écart d'acquisition de notre satellite, DCP Midstream;
- l'absence en 2019 d'un recouvrement de 223 M\$ après impôts en 2018 lié aux dossiers tarifaires déposés qui ont supprimé une partie du passif réglementaire auparavant inclus dans la base tarifaire des entités d'US Gas Transmission;
- l'absence en 2019 d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices reportés de 267 M\$ (196 M\$ nous revenant) en 2018 lié à un changement de l'assertion concernant l'investissement dans des actifs de production d'énergie renouvelable au Canada.

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

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 773 M\$ de l'augmentation du bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires découle principalement des importants facteurs commerciaux suivants :

- la hausse du bénéfice de notre secteur Oléoducs en raison de l'augmentation, d'un exercice à l'autre, du débit de Flanagan Sud, du pipeline Seaway et du réseau pipelinier Bakken;
- l'apport plus important de notre secteur Oléoducs en raison de l'augmentation des droits repères du TIC et de l'augmentation du débit sur le réseau principal hors Gretna découlant de l'accroissement des approvisionnements et de l'optimisation continue de la capacité;
- l'apport des nouveaux actifs du secteur Transport de gaz et services intermédiaires mis en service aux quatrièmes trimestres de 2018 et 2019;
- la hausse du bénéfice du secteur Distribution et stockage de gaz imputable aux températures plus froides dans nos secteurs de desserte, aux tarifs de distribution plus élevés, à l'élargissement de la clientèle et à l'absence en 2019 du partage du bénéfice comptabilisé en 2018;
- l'augmentation du bénéfice de notre secteur Services énergétiques attribuable à l'élargissement de certains écarts liés à l'emplacement et à la qualité au second semestre de 2018 et au premier semestre de 2019, qui ont accru les possibilités de dégager les marges bénéficiaires réalisées sur les services de transport en 2019;

- le recul du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle en 2019 à la suite de la réalisation du rachat des titres des entités détenues à titre de promoteur au quatrième trimestre de 2018;
- l'incidence favorable nette de la conversion du BAIIA libellé en dollars américains à un taux de change moyen plus élevé du dollar canadien par rapport au dollar américain (le « taux de change moyen ») s'établissant à 1,33 \$ en 2019 comparativement à 1,30 \$ en 2018, annulée en partie par les pertes réalisées découlant de notre gestion du risque de change.

Les facteurs commerciaux positifs ci-dessus ont été en partie annulés par ce qui suit :

- l'absence en 2019 de bénéfices de MOLP et des installations sous réglementation provinciale de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement du gaz naturel, qui ont été vendues au deuxième semestre de 2018;
- la hausse des charges d'exploitation de nos actifs du secteur Transport de gaz et services intermédiaires attribuable surtout à l'augmentation des coûts liés à l'intégrité des pipelines;
- l'augmentation de la charge d'amortissement en raison de la mise en service de nouveaux actifs, atténuée du fait de la cessation de la comptabilisation de l'amortissement pour les actifs ayant été classés comme détenus en vue de la vente ou ayant été vendus au deuxième semestre de 2018;
- l'accroissement de la charge fiscale attribuable au bénéfice supérieur, au rachat de nos placements à titre de promoteur aux États-Unis au quatrième trimestre de 2018 et à la baisse des écarts de taux d'imposition étrangers en 2019.

PRODUITS

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

Les produits tirés du transport et des autres services se sont établis à 16 555 M\$, à 14 358 M\$ et à 13 877 M\$ pour les exercices clos respectivement les 31 décembre 2019, 2018 et 2017; ils sont liés à nos activités de transport par pipeline de pétrole brut et de gaz naturel et tiennent également compte des produits tirés de la production d'électricité provenant de notre portefeuille d'actifs d'énergie renouvelable et d'électricité. Les produits tirés de nos actifs de transport régis par des accords reposant sur les mécanismes du marché évoluent en fonction des volumes transportés et des droits correspondants pour les services de transport. Pour leur part, les produits tirés des actifs régis par des contrats d'achat ferme reflètent les modalités des contrats sous-jacents visant des services ou une capacité. Les produits tirés des actifs à tarifs réglementés sont quant à eux comptabilisés conformément aux droits établis par l'organisme de réglementation et, dans la plupart des cas, les accords fondés sur le coût du service tiennent compte de notre coût de prestation du service majoré d'un taux de rendement approuvé par l'organisme de réglementation. La hausse des produits tirés du transport et des autres services reflète le débit accru sur nos principaux actifs pipeliniers et les produits supplémentaires tirés des actifs mis en service au cours des trois dernières années.

Les produits générés par les activités de distribution de gaz de 4 205 M\$, de 4 360 M\$ et de 4 215 M\$ pour les exercices clos respectivement les 31 décembre 2019, 2018 et 2017 sont comptabilisés conformément au mécanisme d'établissement des tarifs prescrit par l'organisme de réglementation. Les produits générés par les activités de distribution de gaz évoluent surtout en fonction des volumes livrés, qui dépendent eux-mêmes des conditions météorologiques ainsi que de la composition et de la consommation de la clientèle et des tarifs approuvés par l'organisme de réglementation. Le coût du gaz naturel est transféré aux clients à même les tarifs et n'a donc pas d'incidence sur les bénéfices.

Des ventes de marchandises de 29 309 M\$, de 27 660 M\$ et de 26 286 M\$ pour les exercices clos respectivement les 31 décembre 2019, 2018 et 2017 ont été tirées principalement des activités de nos services énergétiques. Les services énergétiques comprennent l'achat et la vente simultanés de pétrole brut, de gaz naturel, d'électricité et de liquides de gaz naturel (« LGN ») pour produire une marge correspondant habituellement à une faible fraction des produits bruts. Bien que les produits tirés de ces activités fluctuent en fonction des prix des marchandises, les marges nettes et le bénéfice sont relativement insensibles aux prix des marchandises et témoignent de niveaux d'activité qui dépendent davantage des écarts de prix des marchandises selon l'emplacement, la teneur et le moment que du niveau absolu des prix. Tout risque résiduel lié aux marges sur marchandises fait l'objet d'une surveillance et d'une gestion étroites. Les produits de ces activités dépendent des niveaux d'activité, qui varient d'un exercice à l'autre selon les conditions des marchés et les prix des marchandises.

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

DIVIDENDES

Nous versons des dividendes sur nos actions ordinaires chaque année depuis que nous sommes devenus une société cotée en 1953. En décembre 2019, nous avons annoncé une hausse de 9,8 % de notre dividende trimestriel, ainsi porté à 0,81 \$ par action ordinaire, soit un dividende annuel de 3,24 \$, avec prise d'effet pour le dividende payable le 1^{er} mars 2020.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

OLÉODUCS

	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	7 681	5 331	6 395

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

Le BAIIA a été avantagé de 1 926 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs d'exploitation, principalement les suivants :

- un gain hors trésorerie non réalisé de 976 M\$ en 2019, comparativement à une perte de 1 077 M\$ en 2018, ce qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur découlant des variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change et le risque lié aux prix des marchandises;
- l'absence en 2019 d'une perte de 154 M\$ en 2018 liée à la canalisation 10, qui fait partie de notre réseau principal, résultant de son classement comme un actif détenu en vue de la vente et de son évaluation subséquente au moindre de sa valeur comptable et de sa juste valeur diminuée du coût de la vente.

Les facteurs positifs ci-dessus ont été en partie annulés par les facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation suivants :

- une perte de 310 M\$ en 2019 résultant de la revue de notre programme exhaustif de couverture économique à long terme et d'un paiement à certaines contreparties aux opérations de couverture pour régler au préalable et réviser le taux de couverture d'une partie de notre programme de couverture;
- une perte de 21 M\$ en 2019 liée à la radiation des coûts d'élaboration de projets à la suite du retrait de notre demande de permis pour le projet de chargement extracôtier Texas COLT.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 424 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- l'augmentation, d'un exercice à l'autre, du débit de Flanagan Sud et du pipeline Seaway provenant de la réorientation du débit vers la côte américaine du golfe du Mexique en raison des arrêts de production aux raffineries du Midwest américain au premier semestre de 2019 et de la forte demande sur la côte américaine du golfe du Mexique découlant des écarts de prix favorables;
- la hausse du débit du réseau pipelinier Bakken d'un exercice à l'autre en raison de la solide production dans la région;
- l'augmentation du débit sur le réseau principal hors Gretna de 2 705 kb/j en 2019 comparativement à 2 631 kb/j en 2018 découlant de l'accroissement des approvisionnements et de l'optimisation continue de la capacité;
- l'accroissement des droits repères moyens du TIC, soit 4,18 \$ en 2019 comparativement à 4,11 \$ en 2018;
- l'incidence favorable nette de la conversion du BAIIA libellé en dollars américains à un taux de change plus élevé de 1,33 \$ en 2019 comparativement à 1,30 \$ en 2018.

Les facteurs commerciaux positifs ci-dessus ont été en partie annulés par l'incidence défavorable du taux de couverture de change moins élevé de 1,19 \$ US en 2019 comparativement à 1,26 \$ US en 2018 utilisé pour bloquer les produits libellés en dollars américains du réseau principal au Canada.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	3 371	2 334	(1 269)

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

Le BAIIA a subi le contrecoup de l'absence en 2019 d'un apport d'environ 240 M\$ découlant de la vente de MOLP le 1^{er} août 2018 et de la vente des installations sous réglementation provinciale de nos entreprises de collecte et de traitement du gaz naturel au Canada le 1^{er} octobre 2018.

Le BAIIA a été avantagé de 1 237 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- l'absence en 2019 d'une charge pour perte de valeur de l'écart d'acquisition de 1 019 M\$ en 2018 découlant de la classification de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel comme étant détenues en vue de la vente;
- l'absence en 2019 d'une perte de 913 M\$ subie en 2018 à la suite de la nouvelle révision de la juste valeur des actifs détenus en vue de la vente de MOLP en fonction du prix de vente.

Les facteurs positifs ci-dessus ont été en partie annulés par les facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation suivants :

- une perte de 268 M\$ en 2019 résultant de la vente des installations sous réglementation fédérale de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel;
- une perte de 105 M\$ en 2019 attribuable à la radiation de coûts engagés dans le cadre du projet d'accès vers le nord-est;
- une perte de 86 M\$ en 2019 liée à la vente d'actifs, aux pertes de valeur d'actifs et de l'écart d'acquisition de notre satellite DCP Midstream;
- l'absence en 2019 d'un recouvrement de 223 M\$ en 2018 lié aux dossiers tarifaires déposés qui ont supprimé une partie du passif réglementaire auparavant inclus dans la base tarifaire des entités d'US Gas Transmission.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 40 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- les apports du pipeline Valley Crossing et de certains autres actifs d'Offshore et d'US Gas Transmission mis en service aux quatrièmes trimestres de 2018 et de 2019;
- l'incidence favorable nette de la conversion du BAIIA libellé en dollars américains à un taux de change moyen plus élevé, soit 1,33 \$ en 2019 comparativement à 1,30 \$ en 2018.

Les facteurs commerciaux positifs ci-dessus ont été en partie annulés par ce qui suit :

- la hausse des charges d'exploitation des actifs d'US Gas Transmission attribuable surtout à l'augmentation des coûts liés à l'intégrité des pipelines;
- le recul des produits d'exploitation et l'accroissement des charges d'exploitation d'US Gas Transmission en raison de l'incident sur le réseau pipelinier de gaz naturel Texas Eastern dans le comté de Lincoln, au Kentucky; voir *Faits nouveaux – Rupture du pipeline Texas Eastern*;
- la diminution des marges de fractionnement à notre coentreprise Aux Sable imputable à la baisse des prix des LGN.

DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	1 747	1 711	1 390

EGD et Union Gas ont fusionné le 1^{er} janvier 2019. La société issue de la fusion poursuit ses activités sous le nom d'Enbridge Gas. À la suite de la fusion, les résultats financiers d'Enbridge Gas rendent compte du rendement cumulé des deux sociétés de services publics remplacées.

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

Le BAIIA a été désavantagé de 57 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- des coûts de séparation de 39 M\$ versés aux salariés en 2019 en lien avec la fusion d'EGD et d'Union Gas;
- une perte de 10 M\$ en 2019 résultant de la vente de St. Lawrence Gas;
- une perte hors trésorerie non réalisée de 12 M\$ en 2019 comparativement à un gain de 6 M\$ en 2018 découlant de la variation de la valeur de marché des instruments financiers dérivés de notre satellite Noverco.

Les facteurs négatifs susmentionnés ont été en partie annulés par l'absence en 2019 d'un ajustement négatif de la quote-part du bénéfice de notre satellite Noverco Inc. de 9 M\$ en 2018 résultant de l'incidence de la loi américaine intitulée *Tax Cuts and Jobs Act*.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 93 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- la progression du bénéfice de 36 M\$ attribuable aux températures plus froides enregistrées dans nos secteurs de desserte, comparativement à 2018;
- la hausse du bénéfice tiré de l'accroissement des charges de distribution découlant surtout de l'augmentation des tarifs de distribution et de l'élargissement de la clientèle;
- l'absence en 2019 de partage du bénéfice ayant été constatée en 2018 aux termes de l'ancienne structure de tarification en fonction du rendement d'EGD;
- les synergies réalisées dans le cadre de la fusion d'EGD et d'Union Gas.

Les facteurs commerciaux positifs ci-dessus ont été en partie annulés par ce qui suit :

- l'incidence du devancement de l'intégration dans la facturation aux clients de la déduction pour amortissement, conformément aux règles de la CÉO sur les comptes de report;
- l'absence de l'apport en 2019 d'EGNB et de St. Lawrence Gas qui ont été vendues respectivement le 1^{er} octobre 2019 et le 1^{er} novembre 2019.

PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	111	369	372

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

Le BAIIA a été désavantagé de 247 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- une perte de 297 M\$ en 2019 résultant du classement des actifs détenus en vue de la vente de la LRMA et de leur évaluation subséquente au moindre de leur valeur comptable ou de leur juste valeur diminuée du coût de la vente;
- une perte de 10 M\$ en 2019 liée à la réduction de valeur des actifs de transport extracôtier, dont la cession est prévue pour 2020, de notre satellite Rampion Offshore Wind Limited.

Les facteurs négatifs ci-dessus ont été en partie annulés par les facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation suivants :

- l'absence en 2019 d'une perte de 20 M\$ en 2018 résultant de la vente de 49 % de notre participation dans le parc éolien extracôtier Hohe See et son agrandissement;
- l'absence en 2019 d'une perte de valeur d'actifs de 22 M\$ en 2018 résultant de notre participation dans NRGreen Power Limited Partnership liée à l'installation de récupération de chaleur résiduelle de Chickadee Creek, en Alberta;
- l'absence en 2019 d'une perte de 25 M\$ en 2018 résultant du partage des pertes subies par notre satellite Rampion Offshore Wind Limited, principalement attribuables à la réparation et à la remise en état des câbles de transport d'électricité endommagés.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 11 M\$ de la diminution est imputable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- de plus faibles ressources éoliennes aux installations éoliennes aux États-Unis;
- la hausse des coûts de réparation mécanique à certaines installations éoliennes aux États-Unis, déduction faite des recouvrements d'assurance;
- l'absence en 2019 d'un montant de 11 M\$ en 2018 résultant d'un règlement d'arbitrage favorable lié à nos installations éoliennes canadiennes.

Les facteurs commerciaux négatifs ci-dessus ont été en partie annulés par ce qui suit :

- l'apport du projet éolien extracôtier Hohe See, qui a commencé à produire de l'électricité en juillet 2019 et a atteint sa capacité d'exploitation maximale en octobre 2019;
- de plus fortes ressources éoliennes à nos parcs éoliens au Canada.

SERVICES ÉNERGÉTIQUES

	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	250	482	(263)

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

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

Le BAIIA a été désavantagé d'un montant net de 334 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation qui s'expliquent avant tout par un gain hors trésorerie non réalisé de 169 M\$ en 2019 comparativement à un gain de 642 M\$ en 2018, ce qui reflète la réévaluation des instruments dérivés qui servent à gérer la rentabilité des opérations de transport et de stockage et l'exposition aux fluctuations de prix des marchandises. Ce facteur négatif a été partiellement contré par une dépréciation hors trésorerie des stocks de pétrole brut et de gaz naturel pour en ramener la valeur au moindre du coût ou de la valeur de marché, soit 188 M\$ en 2019 comparativement à 327 M\$ en 2018.

Compte tenu des éléments susmentionnés, le solde de 102 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement au bénéfice supérieur des installations de pétrole brut du secteur Services énergétiques en raison de l'élargissement des écarts liés à l'emplacement et à la qualité au cours du second semestre de 2018 et du premier semestre de 2019, ce qui a rehaussé les possibilités de dégager les marges bénéficiaires sur le transport réalisées en 2019.

ÉLIMINATIONS ET DIVERS

	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	429	(708)	(337)

L'unité Éliminations et divers comprend des charges d'exploitation et d'administration et l'incidence du dénouement de couvertures du change qui ne sont attribuées à aucun secteur d'activité donné. Elle englobe également les incidences des activités d'expansion de nouvelles entreprises et les placements non sectoriels à des fins générales.

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

Le BAIIA a été avantagé de 1 123 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- un gain hors trésorerie non réalisé de 671 M\$ en 2019 comparativement à une perte de 256 M\$ en 2018, ce qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur découlant des variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change;
- les coûts de séparation, de transition et de transformation versés aux salariés de 84 M\$ en 2019, comparativement à 152 M\$ en 2018;
- l'absence en 2019 des coûts de l'opération de monétisation d'actifs de 68 M\$ comptabilisés en 2018.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 14 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement à la diminution des charges d'exploitation et d'administration en 2019.

PROJETS DE CROISSANCE – PROJETS GARANTIS SUR LE PLAN COMMERCIAL

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

	Participation d'Enbridge	Coût en capital estimatif ¹	Dépenses engagées à ce jour ²	État d'avancement	Date d'entrée en service prévue
<i>(en dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>					
OLÉODUCS					
1. Canalisation latérale d'AOC	100 %	0,3 G\$	0,3 G\$	Terminé	En service
2. Projet de pipeline Gray Oak	22,8 %	0,7 G\$ US	0,4 G\$ US	Terminé	En service
3. Programme de remplacement de la canalisation 3 au Canada	100 %	5,3 G\$	4,9 G\$	Terminé	En service
4. Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis	100 %	2,9 G\$ US	1,3 G\$ US	Pré-construction	En cours d'examen ³
5. Autres – États-Unis ⁴	100 %	0,6 G\$ US	0,5 G\$ US	Divers stades	2020 - 2021
TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES					
6. Atlantic Bridge ⁵	100 %	0,6 G\$ US	0,5 G\$ US	Divers stades	S2 - 2020
7. Projet Spruce Ridge	100 %	0,5 G\$	0,2 G\$	Pré-construction	S2 - 2021
8. Programme de fiabilité et d'agrandissement du réseau T-South	100 %	1,0 G\$	0,4 G\$	Pré-construction	S2 - 2021
9. Autres – États-Unis ⁶	Diverses	1,2 G\$ US	0,5 G\$ US	Divers stades	2020 - 2023
DISTRIBUTION DE GAZ ET STOCKAGE					
10. Autres – Canada	100 %	0,2 G\$	Aucune dépense importante à ce jour	Pré-construction	S2 - 2020
11. Agrandissement de Dawn-Parkway	100 %	0,2 G\$	Aucune dépense importante à ce jour	Pré-construction	S2 - 2021
PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE					
12. Projet éolien extracôtier Hohe See et agrandissement	25 %	1,1 G\$ (0,67 G€)	0,9 G\$ (0,6 G€)	Terminé	En service
13. Ligne de raccordement Est-Ouest	25 %	0,2 G\$	Aucune dépense importante à ce jour	En construction	S2 - 2021
14. Projet éolien extracôtier de Saint-Nazaire ⁷	50 %	1,8 G\$ (1,2 G€)	0,1 G\$ (0,04 G€)	En construction	S2 - 2022

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

2 Les dépenses engagées à ce jour tiennent compte des dépenses cumulées engagées depuis le début du projet jusqu'au 31 décembre 2019.

3 Mise à jour de la date de mise en service dans l'attente de la réception de tous les permis requis avant d'entreprendre la construction.

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

5 Comprennent les tronçons du projet dans les États du Connecticut et de New York qui ont été mis en service respectivement en 2017 et au cours du quatrième trimestre de 2019.

6 Comprennent le projet Stratton Ridge de 0,2 G\$ US mis en service au deuxième trimestre de 2019 et l'acquisition de 0,1 G\$ US de Generation Pipeline conclue au troisième trimestre de 2019.

7 Notre apport en capital s'établit à 0,3 G\$, le reste du projet étant financé au moyen d'un emprunt sans recours lié au projet.

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

OLÉODUCS

Les projets de croissance garantis sur le plan commercial suivants ont été acquis ou mis en service en 2019 :

- **Acquisition de la canalisation latérale d'AOC** – en janvier 2019, nous avons fait l'acquisition d'infrastructures de 75 kilomètres (47 milles) de conduites latérales et de réservoirs existants desservant la concession de sables bitumineux de Leismer d'Athabasca Oil Corporation (« AOC »).
- **Projet de pipeline Gray Oak** – pipeline de pétrole brut reliant le bassin permien et la formation d'Eagle Ford à des destinations comprises dans les marchés de Corpus Christi et Sweeny/Freeport. Le pipeline, un projet conjoint avec Phillips 66, pourrait disposer d'une capacité ultime d'environ 900 000 b/j, sous réserve d'engagements supplémentaires de la part des expéditeurs. La mise en service initiale du pipeline a eu lieu en novembre 2019, et la mise en service intégrale est prévue pour le deuxième trimestre de 2020.
- **Programme de remplacement de la canalisation 3 au Canada** – remplacement de la canalisation 3 existante consistant en un pipeline de pétrole brut reliant Hardisty, en Alberta, et Gretna, au Manitoba. Ce programme consolidera la sécurité et la fiabilité opérationnelle du réseau, en rehaussera la souplesse et nous permettra d'optimiser le débit depuis l'Ouest canadien jusqu'à Superior, au Wisconsin.

Pour l'heure, il n'est pas possible de déterminer à quel moment tous les permis nécessaires seront accordés pour le projet qui suit :

- **Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis** – remplacement de la canalisation de pétrole brut 3 existante entre Neche, au Dakota du Nord, et Superior, au Wisconsin. Le programme L3R aux États-Unis consolidera la sécurité et la fiabilité opérationnelle du réseau, en rehaussera la souplesse et nous permettra d'optimiser le débit sur le réseau principal. Le programme L3R aux États-Unis devrait permettre d'atteindre le débit antérieur d'environ 760 000 b/j. Le tronçon au Wisconsin du programme L3R aux États-Unis est en service. Pour d'autres faits nouveaux sur le projet, se reporter à la rubrique *Projets de croissance – Questions de nature réglementaire – Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis*.



Oliéducs

- 1 Acquisition de la canalisation latérale d'AOO
- 2 Projet de pipeline Gray Oak
- 3 Programme de remplacement de la canalisation 3 au Canada
- 4 Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis

	Actifs en exploitation
	Projets mis en service en 2019
	Projets de croissance

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

Le projet de croissance garanti sur le plan commercial suivant devrait entrer en service en 2020 :

- **Atlantic Bridge** – agrandissement des réseaux de transport de gaz d’Algonquin visant le transport de 133 millions de pieds cubes par jour (« Mpi³/j ») de gaz naturel jusqu’en Nouvelle-Angleterre. L’agrandissement consiste principalement à ajouter des stations de comptage, à remplacer un gazoduc au Connecticut et dans l’État de New York, à rehausser la capacité de compression au Connecticut ainsi qu’à ajouter une nouvelle station de compression au Massachusetts. Les stations de comptage ont été mises en service en 2017 et en 2018. La partie du projet située au Connecticut a été mise en service au quatrième trimestre de 2017. La partie du projet située dans l’État de New York a été partiellement mise en service en novembre 2018 et était pleinement en service en octobre 2019; nous avons alors commencé à en tirer des produits supplémentaires. Compte tenu des retards pour l’obtention des permis au Massachusetts, la mise en service de la partie du projet située au Massachusetts a été reportée et est désormais prévue pour le deuxième semestre de 2020.

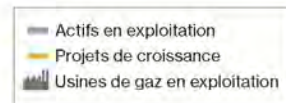
Les projets de croissance garantis sur le plan commercial suivants devraient entrer en service en 2021 :

- **Projet Spruce Ridge** – projet de prolongement du gazoduc BC Pipeline de Westcoast Energy Inc. dans le nord de la Colombie-Britannique. Ce projet fournira une capacité additionnelle pouvant atteindre 402 Mpi³/j. En raison de retards de nature commerciale, la mise en service a été reportée et est désormais prévue pour le deuxième semestre de 2021.
- **Programme de fiabilité et d’agrandissement du réseau T-South** – programme de prolongement du gazoduc BC Pipeline de Westcoast Energy Inc. dans le sud de la Colombie-Britannique qui rehaussera la fiabilité de compression et fournira une capacité additionnelle d’environ 190 Mpi³/j au marché de Huntington/Sumas à la frontière canado-américaine. Les projets ont été approuvés par la Régie en septembre 2019.



Transport de gaz

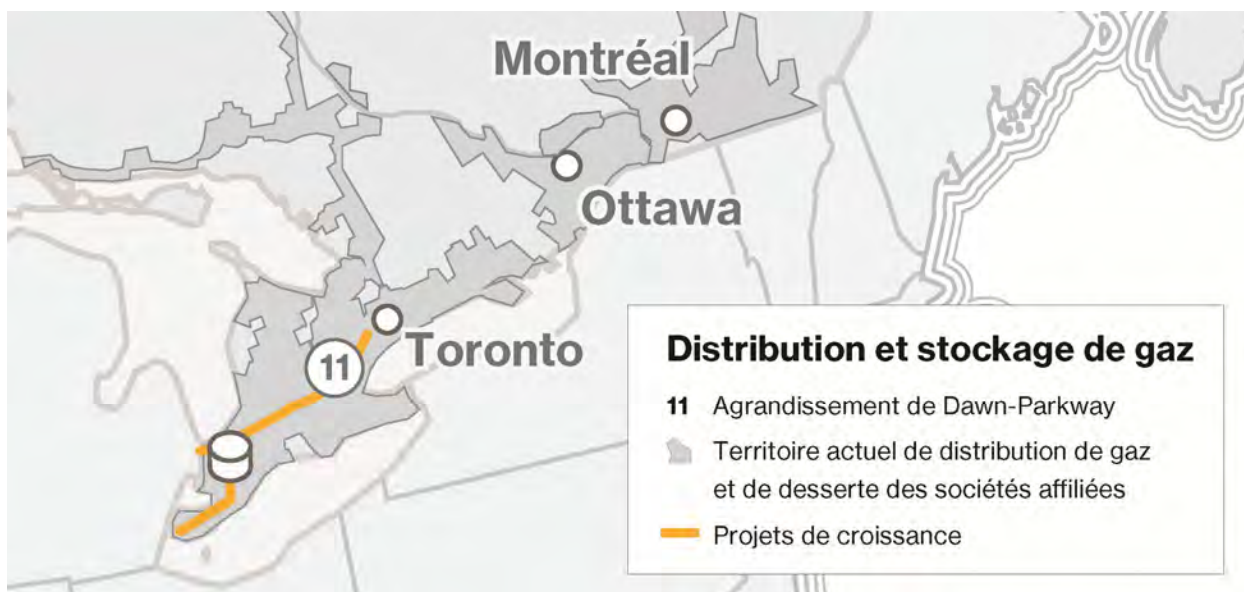
- 6 Atlantic Bridge
- 7 Projet Spruce Ridge
- 8 Programme de fiabilité et d'agrandissement du réseau T-South



DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

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

- **Agrandissement de Dawn-Parkway** – agrandissement du réseau de transport de gaz naturel de Dawn à Parkway, qui assure des services de transport depuis Dawn jusqu'à la région du Grand Toronto. Le projet devrait fournir une capacité supplémentaire d'environ 83 Mpi³/j.



PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Le projet de croissance garanti sur le plan commercial suivant a été mis en service en 2019 :

- **Projet éolien extracôtier Hohe See et agrandissement** – projet éolien situé au large des côtes de l'Allemagne, dans la mer du Nord, qui produira environ 497 MW d'électricité, et 112 MW de plus après la réalisation de l'agrandissement. Ce projet et son agrandissement sont appuyés par un mécanisme de soutien des produits de 20 ans réglementé par le gouvernement. Le projet a commencé à produire de l'électricité en juillet 2019 et la capacité d'exploitation maximale a été atteinte en octobre 2019. L'agrandissement du projet est entré en service en janvier 2020.

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

- **Ligne de raccordement Est-Ouest** – projet de transport d'électricité qui longera la ligne de transport d'électricité à double circuit de 230 kilovolts actuelle reliant le poste transformateur de Wawa et celui de Lakehead, près de Thunder Bay, en Ontario, y compris un relais à mi-distance à Marathon, en Ontario.

Le projet de croissance garanti sur le plan commercial suivant devrait entrer en service en 2022 :

- **Projet éolien extracôtier de Saint-Nazaire** – projet éolien situé au large de la côte ouest de la France qui devrait produire environ 480 MW d'électricité. Les produits d'exploitation dans le cadre du projet s'appuient sur une convention d'achat d'électricité à prix fixe de 20 ans assortie d'une protection supplémentaire de production d'électricité. Notre part de l'investissement total dans ce projet est de 1,8 G\$, avec un apport de capitaux de 0,3 G\$. Pour le reste, la construction sera financée au moyen d'une dette sans droit de recours au niveau du projet.



Production d'énergie renouvelable

- 12 Projet éolien extracôtier Hohe See et agrandissement
- 13 Projet de ligne de raccordement Est-Ouest
- 14 Projet éolien extracôtier Saint-Nazaire

	Ligne de transport d'électricité en exploitation
	Projets de croissance – Transport d'électricité
	Projets éoliens mis en service en 2019
	Actifs éoliens en exploitation
	Actifs solaires en exploitation
	Projets de croissance – Éolien

PROJETS DE CROISSANCE – QUESTIONS DE NATURE RÉGLEMENTAIRE

Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis

Le 3 juin 2019, la Cour d'appel du Minnesota a rendu une décision sur la détermination de la pertinence par la MNPUC de l'EIE définitive pour le programme L3R aux États-Unis. Bien qu'elle ait rejeté huit des neuf questions soulevées en appel, la Cour d'appel du Minnesota a cerné une question qui l'a incitée à infirmer la détermination de la pertinence. La Cour d'appel du Minnesota a renvoyé la décision à la MNPUC et a ordonné à cette dernière d'effectuer une analyse par modélisation des déversements dans le bassin hydrographique du lac Supérieur. Le 3 juillet 2019, certains opposants au projet ont sollicité une autre révision en appel auprès de la Cour Suprême du Minnesota. Le 17 septembre 2019, à la lumière de la réponse de la MNPUC et de la société, la Cour Suprême du Minnesota a rejeté la demande des opposants et par le fait même rétabli la compétence de la MNPUC. Lors d'une audience tenue le 1^{er} octobre 2019, la MNPUC a ordonné au département du Commerce de présenter une EIE révisée au plus tard le 9 décembre 2019. Le département du Commerce a rendu public son EIE révisée le 9 décembre 2019 et la MNPUC a recueilli les commentaires du public sur ce document jusqu'au 16 janvier 2020. Le 3 février 2020, la MNPUC a approuvé la pertinence de l'EIE révisée et a rétabli le certificat de nécessité et le tracé du pipeline, permettant ainsi que la construction du pipeline commence dès qu'auront été délivrés les permis nécessaires.

Pour ce qui est des permis environnementaux, la modélisation des déversements exigée par la Cour d'appel du Minnesota est une condition préalable à l'obtention des autres permis auprès de l'État. Le 27 septembre 2019, l'Agence de contrôle de la pollution du Minnesota (« ACPM ») a rejeté sans préjudice la certification de la qualité de l'eau (« CQL ») 401 du programme L3R aux États-Unis. Cette action était attendue puisque la loi de l'État interdit à l'Agence d'attribuer une CQL 401 finale avant que l'EIE n'ait été jugée adéquate par la MNPUC. Le 15 novembre 2019, nous avons présenté une CQL 401 modifiée à l'ACPM. Cette dernière devrait publier un projet de CQL 401 révisée le 26 février 2020, et une période de consultation du public de 30 jours devrait commencer le 2 mars 2020.

À l'heure actuelle, nous ne sommes pas en mesure de déterminer le moment de la délivrance de tous les permis nécessaires pour commencer la construction. Selon la date de mise en service définitive, il existe un risque que le projet dépasse nos estimations du total des coûts de 9 G\$ pour le programme cumulé de remplacement de la canalisation 3. Cependant, nous ne prévoyons pour l'heure aucune incidence quant au coût en capital qui pourrait influencer de façon significative sur notre situation et nos perspectives financières.

ANNONCE D'AUTRES PROJETS EN COURS D'AMÉNAGEMENT

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

OLÉODUCS

- **Projet de terminal pétrolier Sea Port** – le projet de terminal pétrolier Sea Port (« TPSP ») prévoit des installations terrestres et extracôtières, y compris une plateforme fixe située à environ 30 milles du comté de Brazoria, au Texas. Le TPSP est conçu pour permettre de charger de très gros pétroliers au rythme d'environ 85 000 barils à l'heure, à concurrence d'environ 2 millions de b/j. De concert avec Enterprise Products Partners, L.P., nous avons annoncé notre intention d'aménager et de commercialiser le TPSP conjointement, et nous mettrons la touche finale à une entente de participation. Cette entente nous permettra d'acquérir une participation dans le TPSP, à condition que le TPSP reçoive un permis d'aménagement d'un port en eaux profondes.
- **Terminal de stockage de pétrole de Jones Creek** – le terminal de Jones Creek, d'une capacité de stockage ultime prévue de 15 millions de barils, devrait permettre l'accès au pétrole brut de tous les grands bassins d'approvisionnement nord-américains et sera entièrement intégré au réseau pipelinier Seaway pour assurer un accès à toutes les raffineries de la région de Houston, aux installations d'exportation existantes, au projet TPSP et à d'autres installations dans l'avenir.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

- **Pipeline Rio Bravo** – le pipeline Rio Bravo est conçu pour véhiculer jusqu'à 4,5 Gpi³/j de gaz naturel depuis la région d'Agua Dulce jusqu'à l'installation d'exportation de GNL de Rio Grande de NextDecade, située dans le port de Brownsville, au Texas. Nous avons conclu une entente avec NextDecade visant l'acquisition du projet d'aménagement du pipeline Rio Bravo. De plus, nous avons négocié une entente précédente avec NextDecade, devant être signée au moment de la clôture, dans le cadre de laquelle nous fournirons une capacité de transport garantie sur le pipeline Rio Bravo à l'installation d'exportation de GNL de Rio Grande de NextDecade pour une période d'au moins vingt ans. La construction du pipeline est assujettie à l'obtention d'une décision d'investissement définitive pour l'installation d'exportation de GNL de Rio Grande.
- **Installations de GNL d'Annova** – nous avons conclu une entente précédente d'approvisionnement des installations de GNL d'Annova, situées dans le port de Brownsville, au Texas, pour une période d'au moins vingt ans, en prolongeant notre réseau actuel de Valley Crossing. Le prolongement est assujettie à l'obtention d'une décision d'investissement définitive pour les installations de GNL d'Annova.
- **Projet d'agrandissement de Venice de Texas Eastern** – ce projet prévoit l'inversion et l'agrandissement de la canalisation 40 de Texas Eastern depuis sa station de compression de New Roads jusqu'à un nouveau point de livraison sur le pipeline Gator Express proposé immédiatement au sud de la station de compression de Larose de Texas Eastern. Le projet devrait permettre la livraison de 1,26 Gpi³ de gaz à l'installation d'exportation de GNL proposée Plaquemine de Venture Global située dans la Paroisse de Plaquemine, en Louisiane. Le projet devrait entrer en service en 2022.

PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

- **Éolien Maritime France SAS** – participation de 50 % dans EMF, société française de développement de l'énergie éolienne en mer, détenue conjointement par EDF Energies Nouvelles, filiale d'Électricité de France S.A. EMF possède les permis visant trois centrales éoliennes extracôtières de grande envergure qui devraient produire ensemble 1 428 MW. L'une des centrales éoliennes, le projet éolien extracôtier de Saint-Nazaire, a fait l'objet d'une décision définitive d'investissement positive au cours du troisième trimestre de 2019. L'aménagement des deux dernières installations est assujéti aux décisions d'investissement définitives et aux approbations réglementaires, dont le calendrier est incertain.

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

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Le maintien d'une solide situation financière et la souplesse à ce titre sont essentiels à notre stratégie de croissance, en raison notamment du nombre important de projets d'immobilisations actuellement garantis ou en voie d'aménagement et de leur envergure. L'accès au financement en temps opportun sur les marchés des capitaux pourrait être limité par des facteurs indépendants de notre volonté, notamment la volatilité des marchés financiers découlant d'événements économiques ou politiques en Amérique du Nord et ailleurs. Pour atténuer ces risques, nous mettons en œuvre des stratégies et des plans financiers visant à nous assurer que nous disposons de liquidités suffisantes pour répondre à nos besoins d'exploitation normaux et à nos besoins en capitaux futurs. À court terme, nous comptons généralement avoir recours à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation et à l'émission de billets de trésorerie ou à des prélèvements sur nos facilités de crédit, de même qu'au produit de placements sur les marchés des capitaux, pour financer nos obligations à leur échéance, nos dépenses en immobilisations et les remboursements de notre dette, ainsi que pour verser des dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées. Nous prévoyons de disposer de liquidités suffisantes au moyen de facilités de crédit engagées consenties par un groupe diversifié de banques et d'institutions financières nous permettant de répondre à tous nos besoins prévus pendant environ un an sans devoir recourir aux marchés des capitaux.

Notre programme de financement est périodiquement mis à jour en fonction de l'évolution des besoins en capitaux et de la situation des marchés financiers; il cerne diverses sources potentielles de financement par emprunt et par capitaux propres. Notre programme de financement actuel ne prévoit pas l'émission d'actions ordinaires supplémentaires et c'était le principe directeur de la suspension de notre régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions en novembre 2018.

ACCÈS AUX MARCHÉS DES CAPITAUX

Nous veillons à pouvoir accéder facilement aux marchés des capitaux, sous réserve des conditions du marché, grâce à la tenue à jour de prospectus de base permettant l'émission de titres de créance à long terme, d'actions et d'autres formes de titres à long terme lorsque les conditions des marchés sont attrayantes. Aux termes de notre plan de financement, nous avons réalisé les émissions décrites ci-après en 2019.

Entité	Type d'émission	Montant
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>		
Enbridge Inc.	Billets à moyen terme	1 000 \$
Enbridge Inc.	Billets de premier rang en \$ US	2 000 \$ US
Enbridge Gas Inc.	Billets à moyen terme	700 \$
Pipelines Enbridge Inc.	Billets à moyen terme	1 200 \$
Spectra Energy Partners, LP ¹	Billets de premier rang en \$ US	500 \$ US

¹ Billets émis par l'entremise d'Algonquin Gas Transmission, LLC, filiale en exploitation de Spectra Energy Partners, LP (« SEP »).

Facilités de crédit, notations et liquidités

Pour maintenir nos liquidités et atténuer le risque lié aux perturbations des marchés des capitaux, nous maintenons notre accès à des fonds par le truchement de nos facilités de crédit bancaire engagées et nous gérons activement nos sources de financement bancaire pour optimiser les taux et les autres modalités. Le tableau suivant présente les détails de nos facilités de crédit engagées au 31 décembre 2019.

	Échéance	Total des facilités	Prélèvements ¹	Montants disponibles
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc.	2021-2024	6 993	5 210	1 783
Enbridge (U.S.) Inc.	2021-2024	7 132	1 734	5 398
Pipelines Enbridge Inc.	2021	3 000	2 030	970
Enbridge Gas Inc.	2021	2 000	898	1 102
Total des facilités de crédit engagées		19 125	9 872	9 253

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

Le 7 février 2019 et le 8 février 2019, nous avons résilié certaines facilités de crédit en dollars canadiens et en dollars américains, notamment des facilités détenues par Enbridge, Enbridge Gas, Enbridge Energy Partners, L.P. (« EEP ») et SEP. Nous avons également accru les montants disponibles dans le cadre de facilités existantes ou obtenu de nouvelles facilités pour remplacer celles qui ont été résiliées par Enbridge, Enbridge (U.S.) Inc. et Enbridge Gas. Par conséquent, le montant disponible total des facilités de crédit a augmenté d'environ 444 M\$.

Le 16 mai 2019, Enbridge Inc. a conclu une facilité de crédit de trois ans non renouvelable et prorogable de 641 M\$ (52,5 G¥) avec un syndicat de banques japonaises.

Le 18 juillet 2019, Enbridge Inc. a conclu une facilité de crédit bilatérale non renouvelable de cinq ans d'un montant de 500 M\$ avec une banque d'Asie.

Outre les facilités de crédit engagées susmentionnées, nous conservons des facilités de crédit à vue non engagées de 916 M\$, sur lesquelles un montant de 476 M\$ était inutilisé au 31 décembre 2019. Au 31 décembre 2018, nous avions des facilités de crédit non engagées de 807 M\$, sur lesquelles un montant de 548 M\$ était inutilisé.

Aux 31 décembre 2019 et 2018, le montant net de nos liquidités disponibles totalisait respectivement 9 901 M\$ et 9 409 M\$. Au 31 décembre 2019, les liquidités comprenaient 648 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie non soumis à restrictions, comme il est indiqué dans les états consolidés de la situation financière (518 M\$ en 2018).

Nos conventions de crédit et d'emprunt à terme comportent les dispositions habituelles relatives aux cas de défaillance et des clauses restrictives standards selon lesquelles un remboursement anticipé ou la résiliation des ententes peut être exigé si nous nous trouvons en défaut de paiement ou ne respectons pas certaines clauses. Au 31 décembre 2019, nous respectons toutes les dispositions et clauses relatives à notre dette et nous prévoyons continuer de les respecter.

La forte croissance des flux de trésorerie d'origine interne, les produits tirés des cessions d'actifs non essentiels, l'accès immédiat à des liquidités provenant de diverses sources et la stabilité de notre modèle d'affaires nous ont permis de conserver notre profil de crédit. Nous surveillons et gérons activement nos mesures financières clés dans le but de maintenir une notation de première qualité auprès des grandes agences d'évaluation du crédit et de protéger les modalités avantageuses moyennant lesquelles nous avons accès au financement bancaire et à des capitaux d'emprunt à terme. Les mesures clés de notre vigueur financière faisant l'objet d'une gestion serrée sont notamment la capacité à assurer le service de la dette à même les flux de trésorerie d'exploitation et le ratio de la dette/BAIIA.

En 2019, nos notations de crédit ont été maintenues comme suit :

- Le 23 juillet 2019, DBRS Limited a confirmé notre notation d'émetteur ainsi que la notation de nos billets à moyen terme et débetures non garanties à BBB (élevée), la notation des billets subordonnés à taux fixe-variable à BBB (basse), la notation des actions privilégiées à Pfd-3 (élevée) et la notation des billets de trésorerie à R-2 (élevée), avec des perspectives stables dans tous les cas.
- Le 15 avril 2019, Fitch Rating Services a confirmé la notation par défaut à long terme et la notation de la dette non garantie de premier rang de BBB+, la notation des actions privilégiées de BBB-, la notation des billets subordonnés de deuxième rang de BBB- ainsi que la notation des titres de créance à court terme et des billets de trésorerie de F2 avec perspectives stables.
- Le 25 janvier 2019, Moody's Investor Services, Inc. a relevé notre notation d'émetteur et la notation de nos billets non garantis de premier rang de Baa3 à Baa2 et révisé les perspectives pour les faire passer à positives, et relevé la notation de nos billets subordonnés de Ba2 à Ba1, la notation de nos actions privilégiées de Ba2 à Ba1 et la notation des billets de trésorerie d'Enbridge (U.S.) Inc. de P-3 à P-2.
- Le 30 décembre 2019, Standard & Poor's Rating Services (« S&P ») a confirmé nos notations de crédit et de la dette non garantie de premier rang à BBB+, la notation des actions privilégiées à P-2 (basse) et la notation des billets de trésorerie à A-1 (basse), et a confirmé les perspectives stables. S&P a également maintenu notre notation à court terme générale à A-2.

Nous investissons nos liquidités excédentaires dans des placements du marché monétaire à court terme de première qualité effectués auprès de contreparties hautement solvables. Les placements à court terme atteignaient 2 M\$ au 31 décembre 2019, comparativement à 76 M\$ au 31 décembre 2018.

Aucune restriction significative ne concerne notre trésorerie. La trésorerie soumise à restrictions totalisant 28 M\$, telle qu'elle est présentée aux états consolidés de la situation financière, comprend principalement une garantie en trésorerie et des montants reçus au titre d'engagements d'expéditeurs bien précis. Nous ne pourrions pas aisément accéder pour d'autres fins à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie détenus par certaines filiales.

Compte non tenu de la partie à court terme de la dette à long terme, aux 31 décembre 2019 et 2018 nous avons un fonds de roulement négatif de respectivement 2 781 M\$ et 3 024 M\$. Au cours des deux exercices visés, le passif à court terme lié à notre programme d'investissement de croissance a été le principal facteur du déficit de notre fonds de roulement.

Pour faire face à ce déficit du fonds de roulement, nous maintenons un montant considérable de liquidités grâce aux facilités de crédit engagées et à d'autres sources déjà mentionnées, qui permettent le règlement des passifs à l'échéance.

SOURCES ET EMPLOIS DE LA TRÉSORERIE

31 décembre	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Activités d'exploitation	9 398	10 502	6 658
Activités d'investissement	(4 658)	(3 017)	(11 037)
Activités de financement	(4 745)	(7 503)	3 476
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie libellés en devises	44	68	(72)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restriction	39	50	(975)

Les sources et emplois importants de la trésorerie pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018 sont résumés ci-après.

Activités d'exploitation

2019

- La diminution des flux de trésorerie provenant de l'exploitation en 2019 s'explique avant tout par la variation des actifs et des passifs d'exploitation. Nos actifs et nos passifs d'exploitation fluctuent dans le cours normal des activités en raison de divers facteurs, notamment l'incidence de la fluctuation des prix des marchandises et le niveau d'activité sur le fonds de roulement de nos secteurs d'activité, le calendrier des paiements d'impôts ainsi que le moment des encaissements et des décaissements. Consulter la note 28, *Variation de l'actif et du passif d'exploitation*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires* de la partie II.
- Le facteur décrit ci-dessus a été en contrebalancé en partie par l'apport accru de nos secteurs d'exploitation et l'apport des nouveaux actifs mis en service comme il est expliqué à la rubrique *Résultats d'exploitation*.

2018

- L'augmentation des flux de trésorerie provenant de l'exploitation en 2018 s'explique avant tout par la variation des actifs et des passifs d'exploitation et par l'apport supérieur de nos secteurs d'exploitation.

Activités d'investissement

Nous poursuivons l'exécution de notre programme de dépenses en immobilisations de croissance, qui est décrit plus en détail à la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Projets de croissance – Projets garantis sur le plan commercial*. Le calendrier de l'approbation, de la construction et de la mise en service des projets influe sur le moment des besoins en flux de trésorerie.

Le tableau suivant présente un sommaire des acquisitions d'immobilisations corporelles pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017 :

Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	2019	2018	2017
Oléoducs	2 548	3 102	2 797
Transport de gaz et services intermédiaires	1 695	2 578	3 883
Distribution et stockage de gaz	1 100	1 066	1 177
Production d'énergie renouvelable	23	33	321
Services énergétiques	2	—	1
Éliminations et divers	124	27	108
Total des dépenses en immobilisations	5 492	6 806	8 287

2019

L'augmentation des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement a principalement découlé des facteurs suivants :

- Le produit tiré des cessions d'actifs a été inférieur en 2019 comparativement à 2018. En 2019, le produit des cessions tient compte de la vente des installations sous réglementation fédérale de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement du gaz naturel, St. Lawrence Gas et EGNB. En 2018, les produits de cessions rendaient compte principalement de la vente de MOLP, de certains actifs d'énergie renouvelable et des installations sous réglementation provinciale de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel.
- L'absence en 2019 d'une distribution reçue de Sabal Trail en 2018 à titre de remboursement de capital partiel relatif aux coûts de construction et d'aménagement financés antérieurement par les associés de Sabal Trail.

2018

La diminution des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement a principalement découlé des facteurs suivants :

- Le produit des cessions supérieur en 2018 comparativement à 2017, principalement en raison de la vente de MOLP, de certains actifs d'énergie renouvelable et des installations sous réglementation provinciale de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel en 2018.
- L'absence en 2018 de l'acquisition d'une participation dans le réseau pipelinier Bakken en 2017.

Activités de financement

2019

La diminution des sorties de trésorerie liées aux activités de financement a principalement découlé des facteurs suivants :

- L'augmentation des montants prélevés sur les billets de trésorerie et les facilités de crédit ainsi que la hausse des titres de créance émis en 2019 en regard de 2018, annulées en partie par les remboursements plus élevés de titres de créance à long terme à leur échéance.
- La réduction des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables en 2019, principalement en raison du rachat de titres des entités détenues à titre de promoteur au quatrième trimestre de 2018.
- L'absence en 2019 des produits touchés au troisième trimestre de 2018 à la suite de la vente d'une partie de notre participation dans nos actifs d'énergie renouvelable au Canada et aux États-Unis à l'Office d'investissement du Régime de pensions du Canada (« OIRPC »).
- Les facteurs susmentionnés sont contrebalancés en partie par la hausse des dividendes versés sur les actions ordinaires en 2019 étant donné la majoration du taux de dividende sur les actions ordinaires en circulation et le nombre accru d'actions ordinaires dans le cadre du rachat de titres des entités détenues à titre de promoteur au quatrième trimestre de 2018.

2018

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

- Le montant moins élevé des émissions de titres de créance et d'actions ordinaires en 2018 comparativement à 2017, annulé en partie par les remboursements inférieurs sur les titres de créance à long terme à leur échéance.
- Les dividendes supérieurs versés sur nos actions ordinaires en 2018, en raison de la majoration du taux de dividende sur les actions ordinaires et du nombre accru d'actions ordinaires en circulation par suite de l'émission d'actions ordinaires dans le cadre de l'opération de fusion et de l'émission d'environ 33 millions d'actions ordinaires en décembre 2017 dans le cadre d'un placement privé.
- Le produit touché à la suite de la vente d'une partie de notre participation dans des actifs d'énergie renouvelable au Canada et aux États-Unis à l'OIRPC au troisième trimestre de 2018.
- La baisse de l'apport des participations ne donnant pas le contrôle et des participations ne donnant pas le contrôle rachetables en 2018, principalement en raison d'un placement secondaire relatif à notre participation dans Enbridge Income Fund Holdings Inc. (« ENF »).

Émissions d'actions privilégiées

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

	Produit brut	Rendement	Dividende ¹	Valeur de rachat de base par action ²	Date d'option de rachat et de conversion ^{2,3}	Droit de conversion ^{3,4}
<i>(en dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>						
Série A	125 M\$	5,50 %	1,37500 \$	25 \$	—	—
Série B	457 M\$	3,42 %	0,85360 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2022	Série C
		Bons du Trésor à 3 mois + 2,40 %	—	25 \$	1 ^{er} juin 2022	Série B
Série C ⁵	43 M\$	4,46 %	1,11500 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2023	Série E
Série D ⁶	450 M\$	4,69 %	1,17224 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2023	Série G
Série F ⁶	500 M\$	4,38 %	1,09400 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2023	Série I
Série H ⁶	350 M\$	4,89 %	1,22160 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} juin 2022	Série K
Série J	200 M\$ US	4,96 %	1,23972 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} septembre 2022	Série M
Série L	400 M\$ US	5,09 %	1,27152 \$	25 \$	1 ^{er} décembre 2023	Série O
Série N ⁶	450 M\$	4,38 %	1,09476 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2024	Série Q
Série P	400 M\$	4,07 %	1,01825 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2024	Série S
Série R	400 M\$	5,95 %	1,48728 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} juin 2023	Série 2
Série 1 ⁶	400 M\$ US	3,74 %	0,93425 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2024	Série 4
Série 3	600 M\$	5,38 %	1,34383 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} mars 2024	Série 6
Série 5	200 M\$ US	4,45 %	1,11224 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2024	Série 8
Série 7	250 M\$	4,10 %	1,02424 \$	25 \$	1 ^{er} décembre 2024	Série 10
Série 9	275 M\$	4,40 %	1,10000 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2020	Série 12
Série 11	500 M\$	4,40 %	1,10000 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2020	Série 14
Série 13	350 M\$	4,40 %	1,10000 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2020	Série 16
Série 15	275 M\$	5,15 %	1,28750 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2022	Série 18
Série 17	750 M\$	4,90 %	1,22500 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2023	Série 20
Série 19	500 M\$					

1 Le porteur est en droit de recevoir un dividende privilégié trimestriel fixe et cumulatif, tel que déclaré par le conseil d'administration. Sauf pour ce qui est des actions privilégiées de série A et de série C, le dividende fixe sera rajusté tous les cinq ans à compter de la date du rachat initial et de l'option de conversion. Les actions privilégiées de série 17 et de série 19 comportent une caractéristique selon laquelle le dividende fixe, au moment de son rajustement tous les cinq ans, ne pourra être inférieur à 5,15 % et à 4,90 %, respectivement. Aucune autre série d'actions privilégiées ne comporte une telle caractéristique.

2 Nous pouvons, à notre gré, racheter en tout temps les actions privilégiées de série A. Pour ce qui est des actions privilégiées des autres séries, nous pouvons, à notre gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées en circulation à la valeur de rachat de base par action, majorée des dividendes cumulés et non versés à la date d'option de rachat et tous les cinq ans par la suite.

3 Le porteur aura le droit, à certaines conditions, de convertir, à raison de une action pour une, ses actions en actions privilégiées rachetables à dividende cumulatif d'une série donnée, à la date d'option de conversion et tous les cinq ans par la suite, à un prix d'émission attribué égal à la valeur de rachat de base.

4 Sauf pour ce qui est des actions privilégiées de série A, après les dates de rachat et de l'option de conversion, les porteurs peuvent choisir de recevoir des dividendes trimestriels cumulatifs à taux variable par action, à un taux égal à 25 \$ x (nombre de jours du trimestre/365) x taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours + 2,4 % (série C), 2,4 % (série E), 2,5 % (série G), 2,1 % (série I), 2,7 % (série O), 2,5 % (série Q), 2,5 % (série S), 2,4 % (série 4), 2,6 % (série 8), 2,7 % (série 10), 2,6 % (série 12), 2,7 % (série 14), 2,7 % (série 16), 4,1 % (série 18) ou 3,2 % (série 20); ou 25 \$ US x (nombre de jours du trimestre/365) x taux des bons du Trésor du gouvernement des États-Unis à 3 mois + 3,1 % (série K), 3,2 % (série M), 3,1 % (série 2) ou 2,8 % (série 6).

5 Le montant du dividende trimestriel à taux variable des actions privilégiées de série C a diminué pour passer de 0,25459 \$ à 0,25395 \$ le 1^{er} mars 2019, a augmenté pour passer de 0,25395 \$ à 0,25647 \$ le 1^{er} juin 2019, a diminué pour passer de 0,25647 \$ à 0,25243 \$ le 1^{er} septembre 2019 et a augmenté pour passer de 0,25243 \$ à 0,25305 \$ le 1^{er} décembre 2019, en raison du rajustement chaque trimestre après l'émission des actions visées.

6 Aucune action privilégiée des séries P, R, 3, 5, 7 ou de la série 9 n'avait été convertie aux dates d'option de conversion du 1^{er} mars 2019, du 1^{er} juin 2019, du 1^{er} septembre 2019, du 1^{er} mars 2019, du 1^{er} mars 2019 ou du 1^{er} décembre 2019, respectivement. Toutefois, le montant trimestriel du dividende des actions privilégiées des séries P, R, 3, 5, 7 ou de la série 9 a augmenté pour passer respectivement de 0,25000 \$ à 0,27369 \$ le 1^{er} mars 2019, a augmenté pour passer de 0,25000 \$ à 0,25456 \$ le 1^{er} juin 2019, a diminué pour passer de 0,25000 \$ à 0,23356 \$ le 1^{er} septembre 2019, a augmenté pour passer de 0,27500 \$ US à 0,33625 \$ US le 1^{er} mars 2019, a augmenté pour passer de 0,27500 \$ à 0,27806 \$ le 1^{er} mars 2019 et a diminué pour passer de 0,27500 \$ à 0,25606 \$ le 1^{er} décembre 2019, en raison du rajustement devant être effectué tous les cinq ans après la date d'émission.

Émissions d'actions ordinaires

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

Dividendes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018, les dividendes payés ont totalisé 5 973 M\$ et 4 661 M\$, respectivement, dont 5 973 M\$ et 3 480 M\$, respectivement, ont été payés au comptant et reflétés dans les activités de financement. En 2018, des dividendes de 1 181 M\$ payés ont été réinvestis aux termes du programme de réinvestissement de dividendes précédent et ont donné lieu à l'émission d'actions ordinaires plutôt qu'à un paiement au comptant.

Le 9 décembre 2019, notre conseil d'administration a déclaré les dividendes trimestriels ci-dessous. Tous les dividendes sont payables le 1^{er} mars 2020 aux actionnaires inscrits le 14 février 2020.

Actions ordinaires ¹	0,81000 \$
Actions privilégiées, série A	0,34375 \$
Actions privilégiées, série B	0,21340 \$
Actions privilégiées, série C ²	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 ³	0,27369 \$
Actions privilégiées, série R ⁴	0,25456 \$
Actions privilégiées, série 1	0,37182 \$ US
Actions privilégiées, série 3 ⁵	0,23356 \$
Actions privilégiées, série 5 ⁶	0,33596 \$ US
Actions privilégiées, série 7 ⁷	0,27806 \$
Actions privilégiées, série 9 ⁸	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 %, passant de 0,73800 \$ à 0,81000 \$ le 1^{er} mars 2020.

2 Le dividende trimestriel par action payé sur les actions de série C a diminué, passant de 0,25459 \$ à 0,25395 \$ le 1^{er} mars 2019, a augmenté, passant de 0,25395 \$ à 0,25647 \$ le 1^{er} juin 2019, a diminué, passant de 0,25647 \$ à 0,25243 \$ le 1^{er} septembre 2019, et a augmenté, passant de 0,25243 \$ à 0,25305 \$ le 1^{er} décembre 2019 en raison d'une 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^{er} mars 2019, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1^{er} 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^{er} juin 2019, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1^{er} 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 diminué pour passer de 0,25000 \$ à 0,23356 \$ le 1^{er} septembre 2019, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1^{er} 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^{er} mars 2019, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1^{er} 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^{er} mars 2019, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1^{er} 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 diminué pour passer de 0,27500 \$ à 0,25606 \$ le 1^{er} décembre 2019, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1^{er} décembre 2019 et tous les cinq ans par la suite.

ENTENTES HORS BILAN

Nous avons conclu des accords de garantie dans le cours normal des activités afin de faciliter les opérations commerciales avec des tiers. Ces accords prévoient des garanties financières, des lettres de garantie, des garanties de paiement, une assurance caution et des indemnisations. Pour plus de renseignements sur les accords de garantie, se reporter à la partie II, note 31, *Garanties*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*.

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

Nous n'avons pas d'entités ou de structures de financement hors bilan significatives, sauf les contrats de location-exploitation, les accords de garantie et les financements que nos satellites concluent normalement. Pour obtenir plus d'informations sur ces engagements, se reporter à la note 30, *Engagements et éventualités*, et à la note 31, *Garanties*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires* de la partie II.

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

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

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

Au 31 décembre 2019	Total	Moins d'un an	De 1 à 3 ans	De 4 à 5 ans	Après 5 ans
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
Emprunts arrivant à échéance ¹	63 585	4 394	10 910	10 297	37 984
Obligations au titre de la charge d'intérêts ²	29 498	2 416	4 512	3 991	18 579
Baux fonciers	1 190	30	70	71	1 019
Obligations au titre des régimes de retraite ³	135	135	—	—	—
Contrats à long terme ⁴	9 883	2 947	2 832	1 179	2 925
Autres passifs à long terme ⁵	—	—	—	—	—
Total des obligations contractuelles	104 291	9 922	18 324	15 538	60 507

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

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

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

4 *Les contrats à long terme du tableau ci-dessus comprennent les contrats que nous avons signés en vue de l'achat de services, de canalisations et d'autres matériaux qui totalisent 2 237 M\$ et qui devraient être payés au cours des cinq prochaines années. Ils comportent aussi les obligations d'achat suivantes : contrats de transport et de stockage de gaz, paiements de capacité ferme et engagements d'achat de gaz, obligations d'achat de transport, de services et de produits et engagements d'électricité.*

5 *Nous ne sommes pas en mesure d'estimer les impôts reportés (note 25, Impôts sur les bénéfices de la rubrique 8, États financiers et données supplémentaires de la partie II) étant donné que les paiements en trésorerie liés aux impôts sont établis principalement en fonction du bénéfice imposable par année d'imposition prise individuellement. Nous sommes également dans l'impossibilité d'estimer les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (« OMHS ») (note 19, Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, de la rubrique 8, États financiers et données supplémentaires de la partie II), les passifs environnementaux (note 30, Engagements et éventualités, de la rubrique 8, États financiers et données supplémentaires de la partie II) et les couvertures à payer (note 24, Gestion des risques et instruments financiers, de la rubrique 8, États financiers et données supplémentaires de la partie II) en raison de l'incertitude entourant le montant des paiements en trésorerie et le moment où ils devront être versés.*

FAITS NOUVEAUX EN MATIÈRE JURIDIQUE ET AUTRES

OLÉODUCS

Questions de nature juridique liées à Eddystone Rail

En février 2017, notre filiale Eddystone Rail Company, LLC (« Eddystone Rail ») a intenté une poursuite contre plusieurs parties défenderesses devant la cour de district des États-Unis pour le district est de la Pennsylvanie réclamant des dommages-intérêts de plus de 140 M\$ US. Le 7 septembre 2018, la cour de district des États-Unis pour le district est de la Pennsylvanie a agréé une requête d'Eddystone Rail visant à modifier sa demande afin d'ajouter plusieurs sociétés affiliées des parties défenderesses à titre de parties défenderesses (la « plainte modifiée »). Il n'est pas possible, pour l'heure, de prédire les chances de succès de la plainte modifiée d'Eddystone Rail. Les parties défenderesses ont soumis des réponses et demandes reconventionnelles qui, de concert avec les modifications subséquentes, réclament d'Eddystone Rail des dommages-intérêts supérieurs à 32 M\$ US. Il n'est pas possible, à l'heure actuelle, de prédire les chances de succès des parties défenderesses quant à leurs demandes reconventionnelles. Le 25 octobre 2019, les parties défenderesses non constituées en société ont déposé une requête de rejet pour l'absence alléguée de qualité pour agir. La requête a fait l'objet d'un exposé complet au tribunal et une décision est attendue. Il n'est pas possible, à l'heure actuelle, de prédire les chances de succès des parties défenderesses individuelles quant à leur requête.

Pipeline Dakota Access

En février 2017, les Sioux de la tribu Standing Rock et les Sioux de la tribu Cheyenne River ont déposé des requêtes devant la cour de district des États-Unis pour le district de Columbia, contestant la validité du processus utilisé par l'United States Army Corps of Engineers (« Army Corps ») pour autoriser Dakota Access Pipeline. Les tribus Sioux d'Oglala et Sioux de Yankton ont également déposé des demandes de contestation du permis et du processus d'examen environnemental de l'Army Corps. En août 2018, en réponse à une demande de la cour de réexaminer des éléments de son étude environnementale, l'Army Corps a rendu sa décision et a conclu qu'aucun examen environnemental complémentaire n'était nécessaire. Les quatre tribus ont depuis modifié leur requête afin d'inclure une contestation de la pertinence de la décision de l'Army Corps de ne pas mener un examen environnemental complémentaire. Les parties ont déposé une requête et une requête incidente de jugement sommaire devant la cour de district des États-Unis pour le district de Columbia au sujet du bien-fondé des revendications des parties défenderesses quant à la pertinence de la procédure de renvoi de l'Army Corps. Les mémoires quant à la requête et à la requête incidente de jugement sommaire des parties ont été déposés le 25 novembre 2019. Cette requête et cette requête incidente demeurent en suspens dans l'attente d'une décision de la cour de district.

Conduites jumelles de la canalisation 5

En décembre 2018, la loi d'intérêt public 359 du Michigan a été adoptée en vue de créer un organisme régissant le corridor du détroit de Mackinac (l'« autorité du corridor ») et d'autoriser une entente entre l'autorité du corridor et nous pour la construction d'un tunnel sous le détroit de Mackinac (le « détroit ») afin d'y aménager une canalisation visant à remplacer les conduites jumelles de la canalisation 5 qui traversent actuellement le détroit (le « projet de tunnel »). Le 19 décembre 2018, nous avons conclu une entente au sujet du projet de tunnel avec le gouvernement du Michigan. Le 28 mars 2019, la procureure générale de l'État du Michigan a fait connaître son avis que la loi d'intérêt public 359 du Michigan était inconstitutionnelle et, peu de temps après, la gouverneure Whitmer de l'État du Michigan a donné instruction aux organismes du Michigan de mettre fin à toutes les mesures mises en œuvre aux termes des dispositions de cette loi.

Afin de dissiper l'incertitude juridique suscitée par l'opinion de la procureure générale du Michigan et la directive donnée par la gouverneure Whitmer du Michigan, le 6 juin 2019, nous avons déposé une plainte auprès des tribunaux du Michigan afin d'établir la validité constitutionnelle de la loi d'intérêt public 359 du Michigan et la possibilité d'appliquer les diverses ententes conclues entre l'État du Michigan et nous relativement à la construction du projet de tunnel. Le 11 juin 2019, les représentants de l'État ont confirmé que nous avons des permis valides pour effectuer les travaux géotechniques spécifiés qui sont maintenant terminés. Ces travaux étaient nécessaires pour préparer la construction du projet de tunnel. Le 27 juin 2019, la procureure générale du Michigan a demandé aux tribunaux du Michigan de rejeter notre plainte et nous nous sommes opposés à sa demande par voie d'une réponse déposée le 1^{er} août 2019. Le 31 octobre 2019, les tribunaux du Michigan ont déterminé que la loi d'intérêt public 359 du Michigan était valide et n'était pas inconstitutionnelle. Le 5 novembre 2019, la procureure générale du Michigan a interjeté appel de cette décision. Selon le calendrier d'appel accéléré, les mémoires devraient être déposés en mars 2020 et une décision devrait être rendue plus tard en 2020.

Le 27 juin 2019, la procureure générale du Michigan a déposé une plainte auprès de la cour de circuit du comté d'Ingham du Michigan demandant à la cour de déclarer que la servitude que nous détenons pour l'exploitation des conduites jumelles dans le détroit est invalide et d'interdire l'exploitation des conduites jumelles dans le détroit dès que possible suivant un préavis raisonnable afin de permettre les ajustements ordonnés par les parties touchées. Nous continuons de nous défendre énergiquement et le 16 septembre 2019, nous avons présenté une requête en jugement sommaire et demandé le rejet de la plainte de l'État dans son intégralité. À la même date, l'État a déposé une requête en jugement sommaire partiel et sollicité un jugement en sa faveur à l'égard de son allégation selon laquelle la servitude était nulle et non avenue depuis sa création. Le cas est désormais complètement documenté, et la date des plaidoiries orales sur les requêtes des parties a été établie au 22 mai 2020.

Servitudes de la canalisation 5

Depuis plus de six ans, nous menons des négociations et des discussions avec le conseil tribal des Indiens de Chippewa de la bande de la rivière Bad du lac Supérieur (la « bande ») afin de résoudre les questions préoccupant la bande concernant la canalisation 5 du pipeline et l'emprise dans la réserve de la rivière Bad (la « réserve »). Seule une petite partie de l'ensemble des servitudes, portant sur 12 milles de la réserve, est en cause. Ces négociations et discussions n'ont pas apporté de solution aux préoccupations de la bande. Le 23 juillet 2019, la bande a déposé une plainte auprès de la cour de district des États-Unis pour le district ouest du Wisconsin alléguant que notre utilisation continue de la canalisation 5 pour le transport de pétrole brut et de liquides apparentés à travers la réserve constitue une nuisance publique en vertu des lois fédérales et étatiques et alléguant de plus que le pipeline empiète sur certaines bandes de terres pour lesquelles la bande possède une participation indivise. La bande sollicite de plus une ordonnance nous interdisant l'utilisation de la canalisation 5 pour transporter du pétrole brut et des liquides apparentés à travers la réserve et exigeant le retrait du pipeline de la réserve. Le 24 septembre 2019, pour donner suite à la plainte de la bande, nous avons déposé une réponse, des défenses et des demandes reconventionnelles contre la bande, ainsi qu'une requête visant à obtenir le rejet de la poursuite. Le 15 octobre 2019, la bande a déposé sa première demande modifiée contre nous, ajoutant de nouvelles allégations au sujet de conditions supposément non sécuritaires à un emplacement précis du pipeline sur la réserve et demandant que la cour déclare que la bande possède une autorité réglementaire sur la canalisation 5. Le 29 octobre 2019, nous avons déposé notre réponse, des défenses et des demandes reconventionnelles à l'égard de la première plainte modifiée de la bande. La date du procès a été fixée pour juillet 2021.

La bande n'a pas sollicité une injonction provisoire ordonnant l'arrêt immédiat de l'exploitation de la canalisation 5. Cependant, si la bande avait gain de cause, cela pourrait nuire à notre capacité d'exploiter le pipeline dans la réserve. Nous nous sommes défendus énergiquement contre le recours intenté par la bande depuis le début, et nous continuerons de le faire. Nous prévoyons néanmoins continuer de collaborer avec la bande afin de tenir compte de ses préoccupations; parallèlement, par prévoyance, nous avons commencé à prendre des mesures pour permettre la construction d'un tracé modifié de la canalisation 5 contournant la réserve. À cette fin, nous avons déterminé un tracé proposé à l'extérieur de la réserve et, le 7 février 2020, nous avons entamé le processus d'obtention de permis pour le tracé proposé en déposant des demandes auprès des organismes de réglementation fédéraux et étatiques.

TRANSPORT DE GAZ

Entente définitive et restructuration du capital-actions de DCP Midstream, LP

Le 6 novembre 2019, DCP Midstream, LP (« DCP MLP ») a annoncé la conclusion d'une entente définitive avec son commandité, dans lequel nous détenons indirectement une participation de 50 %, et la conclusion en parallèle d'une transaction de restructuration de son capital-actions. À l'issue de la transaction, le commandité a converti la totalité de ses droits de distribution incitatifs de DCP MLP, qui ont été éliminés, ainsi que sa participation économique à titre de commandité de 2 % dans DCP MLP, en conservant toutefois une participation non économique à titre de commandité, en parts ordinaires nouvellement émises de DCP MLP. À la suite de cette transaction, notre participation indirecte dans les parts ordinaires en circulation de DCP MLP a augmenté, passant d'environ 18 % à environ 28 %, et nous avons conservé notre participation indirecte de 50 % dans le commandité de DCP MLP.

AUTRES LITIGES

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

QUESTIONS FISCALES

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

ESTIMATIONS COMPTABLES CRUCIALES

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

Regroupements d'entreprises

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

La comptabilisation des regroupements d'entreprises exige le recours au jugement, à des estimations et à des hypothèses importants à la date d'acquisition. Pour établir les estimations de la juste valeur à la date d'acquisition, nous utilisons divers facteurs, dont les données du marché, les flux de trésorerie attendus passés et futurs, les taux de croissance et les taux d'actualisation. La nature subjective de nos hypothèses augmente le risque associé aux estimations entourant le rendement prévu de l'entité acquise.

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

Perte de valeur de l'écart d'acquisition

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

Nous soumettons l'écart d'acquisition à un test de dépréciation annuel au niveau des unités d'exploitation, que nous définissons en déterminant si les composantes de nos secteurs d'exploitation constituent une entreprise pour laquelle des informations financières distinctes sont disponibles, peu importe que la direction du secteur examine régulièrement les résultats d'exploitation liés à ces composantes et peu importe que les caractéristiques économiques et réglementaires soient similaires.

Nous avons l'option d'évaluer en premier lieu des facteurs qualitatifs pour déterminer s'il y a lieu de soumettre l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif. Dans le cadre de l'évaluation qualitative, nous déterminons les facteurs permettant d'établir la juste valeur pour chaque unité d'exploitation et déterminons si les événements et circonstances pertinents ont eu une incidence positive ou négative sur ces facteurs depuis la dernière évaluation de la juste valeur. Notre évaluation comprend notamment l'évaluation des tendances macroéconomiques, des contextes réglementaires, de l'accessibilité au capital, des tendances touchant le bénéfice d'exploitation ainsi que de la conjoncture du secteur. En nous fondant sur notre évaluation des facteurs qualitatifs, si nous déterminons qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur d'une unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable, nous procédons à un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition.

Ce test consiste à déterminer la juste valeur de nos unités d'exploitation et à comparer ces justes valeurs à la valeur comptable de chaque unité d'exploitation. Si la valeur comptable d'une unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition qui lui est attribué, dépasse sa juste valeur, la perte de valeur de l'écart d'acquisition correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'unité d'exploitation sur la juste valeur. Ce montant ne doit pas être supérieur à la valeur comptable de l'écart d'acquisition. La juste valeur des unités d'exploitation est estimée en combinant des techniques reposant sur un modèle de flux de trésorerie actualisés et sur des multiples de capitalisation. La détermination de la juste valeur au moyen du modèle de flux de trésorerie actualisés nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses liées aux taux d'actualisation, au bénéfice d'exploitation projeté, aux taux de croissance finaux, aux dépenses en immobilisations et au niveau du fond de roulement. Les projections de flux de trésorerie comprennent une part importante de jugement et d'hypothèses relatives aux taux de croissance des produits et aux dépenses en immobilisations futures attendues. La détermination de la juste valeur au moyen de multiples de capitalisation nécessite la formulation d'hypothèses relativement aux bénéfices prévisibles et aux multiples de capitalisation des unités d'exploitation.

Notre examen annuel le plus récent du solde de l'écart d'acquisition a eu lieu le 1^{er} avril 2019, ce qui n'a pas donné lieu à une perte de valeur. En date du 1^{er} avril 2019, nos unités d'exploitation étaient de même niveau que nos secteurs isolables, à l'exception du secteur isolable Transport de gaz et services intermédiaires, dont les composantes se divisaient en deux unités d'exploitation : Transport de gaz et Services intermédiaires. Nous avons effectué un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation des services gaziers intermédiaires. Nous avons choisi d'effectuer des tests de dépréciation qualitatifs des unités d'exploitation Oléoducs, Distribution et stockage de gaz et Transport de gaz et services intermédiaires et nous avons conclu qu'il n'est pas probable que ces unités d'exploitation aient subi une perte de valeur et qu'il n'était pas nécessaire d'effectuer des tests de dépréciation quantitatifs.

La répartition de l'écart d'acquisition aux entreprises détenues en vue de la vente et aux entreprises cédées est fondée sur la juste valeur des entreprises par rapport à leur unité d'exploitation correspondante. Au cours des exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018, nous avons comptabilisé une perte de valeur de respectivement néant et 1 019 M\$ de l'écart d'acquisition attribué aux actifs détenus en vue de la vente.

Perte de valeur d'actifs

Nous évaluons la recouvrabilité de nos immobilisations corporelles lorsque des faits ou des circonstances telles que la désuétude économique, le climat des affaires, des changements des lois ou de la réglementation ou d'autres facteurs indiquent qu'il ne nous sera peut-être pas possible de recouvrer la valeur comptable de nos actifs. Nous surveillons constamment nos activités, le marché et le contexte des affaires pour repérer les éléments indiquant que la valeur d'un actif pourrait ne pas être recouvrée. S'il est établi que la valeur comptable d'un actif dépasse les flux de trésorerie actualisés attendus de l'actif en question, nous évaluerons la juste valeur de l'actif. Une perte de valeur est constatée lorsque la valeur comptable de l'actif est supérieure à sa juste valeur telle qu'elle est déterminée par les cours du marché sur des marchés actifs ou des techniques d'actualisation. La détermination de la juste valeur à l'aide de techniques d'actualisation exige de faire des projections et de formuler des hypothèses sur les flux de trésorerie futurs et le coût du capital moyen pondéré. Toute modification de ces projections et hypothèses peut se traduire par des révisions de l'évaluation de la recouvrabilité des immobilisations corporelles et la constatation d'une perte de valeur aux états consolidés des résultats.

Actifs détenus en vue de la vente

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

Comptabilité réglementaire

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

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

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

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

Aux 31 décembre 2019 et 2018, nos actifs réglementaires significatifs s'élevaient à 4 800 M\$ et à 4 695 M\$, respectivement, et nos passifs réglementaires importants totalisaient 2 786 M\$ et 2 363 M\$, respectivement.

Amortissement

Les immobilisations corporelles, qui forment la plus grande partie de notre actif avec une valeur comptable nette de 93 723 M\$ et de 94 540 M\$ aux 31 décembre 2019 et 2018, respectivement, sont amorties selon deux méthodes principales. Les actifs distincts sont généralement amortis linéairement sur leur durée d'utilité estimative à compter de leur mise en service. Les groupes d'actifs très homogènes dont la durée d'utilité est comparable sont comptabilisés selon la méthode de la mise en commun des immobilisations corporelles, selon laquelle les actifs similaires sont regroupés et amortis comme un seul groupe. Lorsque les actifs d'un groupe sont mis hors service ou autrement cédés, les gains et les pertes ne sont pas pris en compte dans les résultats, mais ils sont comptabilisés à titre d'ajustement de l'amortissement cumulé.

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

Régimes de retraite et avantages postérieurs à l'emploi

Nous avons recours à certaines hypothèses relatives au calcul des passifs liés aux régimes de retraite à prestations déterminées et aux avantages complémentaires de retraite et du coût net des prestations. Ces hypothèses comprennent les évaluations les plus probables formulées par la direction quant au rendement prévu des actifs des régimes, à l'évolution future des niveaux de salaire, à l'augmentation d'autres coûts, à l'âge de départ à la retraite des salariés et à d'autres facteurs actuariels, notamment les taux d'actualisation et de mortalité. Nous établissons les taux d'actualisation par comparaison avec les taux d'obligations à long terme de sociétés de qualité élevée ayant des échéances s'approchant du moment des versements futurs devant être faits aux termes de chacun des régimes respectifs. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes est déterminé au moyen de valeurs axées sur le marché et d'hypothèses sur la composition de l'actif conformément à la politique d'investissement liée aux actifs et à leur rendement projeté. Ces hypothèses sont révisées annuellement par des actuaires indépendants. Les résultats réels qui diffèrent des résultats fondés sur les hypothèses retenues sont amortis sur les périodes ultérieures et pourraient de ce fait se répercuter de façon notable sur les charges et obligations constatées dans les périodes à venir.

L'analyse de sensibilité suivante indique l'incidence, sur les états financiers consolidés au 31 décembre 2019, d'une variation de 0,5 % des principales hypothèses en matière de prestations de retraite et d'avantages complémentaires de retraite.

	Canada		États-Unis	
	Obligation	Charge	Obligation	Charge
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Prestations de retraite				
Diminution du taux d'actualisation	368	34	69	6
Diminution du rendement prévu des actifs	—	18	—	5
Diminution du taux d'augmentation des salaires	(66)	(15)	(7)	(1)
Avantages complémentaires de retraite				
Diminution du taux d'actualisation	23	1	15	—
Diminution du rendement prévu des actifs	—	—	—	1

Passifs éventuels

Les provisions à l'égard de réclamations à notre encontre sont établies au cas par cas. Les estimations relatives à chaque cas sont révisées périodiquement et actualisées à partir des nouveaux éléments d'information reçus. Le processus d'évaluation des réclamations fait appel à l'utilisation d'estimations et à un degré élevé de jugement de la part de la direction. Les décisions définitives des tribunaux relativement aux réclamations en cours, qui sont décrites à la partie II, note 30, *Engagements et éventualités*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*, pourraient avoir une incidence notable sur nos résultats financiers et ceux de certaines de nos filiales ou participations. En outre, les réclamations non présentées qui pourraient l'être ultérieurement pourraient avoir une incidence importante sur nos résultats financiers et ceux de certaines de nos filiales et participations.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les OMHS qui ont trait à la mise hors service d'actifs à long terme sont évaluées à la juste valeur et comptabilisées aux postes « Comptes créditeurs et autres dettes » ou « Autres passifs à long terme » dans la période au cours de laquelle elles peuvent être déterminées raisonnablement. La juste valeur, qui avoisine le prix qu'une tierce partie demanderait pour effectuer le travail requis pour mettre les immobilisations hors service, est constatée à la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs prévus. Les taux d'actualisation qui ont servi à évaluer la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus se situent dans une fourchette allant de 1,8 % à 9,0 % pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018. Les OMHS sont ajoutées à la valeur comptable de l'immobilisation connexe et amorties sur la durée d'utilité de l'immobilisation. Le passif connexe augmente avec l'écoulement du temps, un montant correspondant étant passé en charges, et ce passif est diminué des frais réellement engagés pour la mise hors service des immobilisations et la remise en état des lieux. Nos estimations pour ce qui est des coûts de mise hors service pourraient varier en raison de changements dans les estimations des coûts et des exigences réglementaires. En ce moment, les données ou les informations sur la plupart de nos actifs sont insuffisantes pour déterminer de façon raisonnable le moment du règlement et ainsi estimer la juste valeur des OMHS. En pareil cas, le coût est considéré comme indéterminé aux fins comptables, étant donné qu'il est impossible de recueillir des données ou des renseignements à partir de pratiques passées, de pratiques sectorielles ou de la durée de vie économique estimative de l'actif.

En 2009, la Régie a rendu une décision quant à l'ICQF, qui exige que les détenteurs d'une autorisation d'exploiter un pipeline en vertu de la *Loi sur la Régie* déposent des documents à l'égard d'un processus et d'un mécanisme envisagés pour la mise de côté de fonds afin de parer aux coûts de futures activités liées à la cessation d'exploitation d'installations au Canada servant à l'exploitation d'un pipeline. La décision de la Régie établit que bien que les sociétés pétrolières soient, en définitive, responsables de l'ensemble des coûts associés à la cessation d'exploitation de leurs pipelines, les coûts de cessation d'exploitation sont des coûts légitimes liés à la prestation des services et ils peuvent être recouverts auprès des utilisateurs du réseau sur approbation de la Régie. À la suite de l'approbation définitive par la Régie d'un mécanisme de prélèvement et d'un mécanisme de mise de côté aux termes de l'ICQF, nous

avons commencé à prélever et à mettre de côté des fonds pour parer aux coûts futurs de cessation d'exploitation à compter du 1^{er} janvier 2015. Les fonds prélevés sont détenus en fiducie conformément à la décision de la Régie. Les fonds prélevés auprès des expéditeurs sont comptabilisés dans les produits d'exploitation liés aux services de transport et à d'autres services et dans les placements à long terme soumis à restrictions. Parallèlement, nous constatons les coûts futurs de cessation d'exploitation en tant qu'augmentation des charges d'exploitation et d'administration et des autres passifs à long terme.

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

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

RUBRIQUE 7A. INFORMATIONS QUANTITATIVES ET QUALITATIVES SUR LE RISQUE DE MARCHÉ

Les variations des taux de change, des taux d'intérêt, du prix des marchandises et du cours de nos actions ont une incidence sur notre bénéfice, nos flux de trésorerie et les autres éléments de notre résultat global.

Les types de risque de marché auxquels nous sommes exposés et les instruments de gestion des risques pour les réduire sont résumés ci-après. Pour gérer les risques ci-après, nous avons recours à une combinaison d'instruments dérivés admissibles et non admissibles.

Risque de change

Nous générons des produits, engageons des dépenses et détenons un certain nombre de placements et de filiales dont les comptes sont libellés dans des devises autres que le dollar canadien. Par conséquent, notre bénéfice, nos flux de trésorerie et les autres éléments de notre résultat global sont exposés aux fluctuations découlant de la variabilité des taux de change.

Nous avons recours à des instruments financiers dérivés pour couvrir le risque lié au bénéfice libellé en devises. Nous avons recours à une combinaison d'instruments financiers admissibles et non admissibles pour couvrir les produits et les charges libellés en devises prévus ainsi que pour gérer la variabilité des flux de trésorerie. Nous avons recours à des couvertures de l'investissement net pour les investissements nets et les filiales libellés en dollars américains ayant recours à des contrats de change dérivés et des titres d'emprunt libellés en dollars américains.

Risque de taux d'intérêt

Nos flux de trésorerie et notre bénéfice sont exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à court terme en raison de l'ajustement périodique des taux d'intérêt sur notre dette à taux variable, soit essentiellement nos billets de trésorerie. Nous surveillons la composition de notre portefeuille de titres d'emprunt à taux fixe et à taux variable pour garder les titres d'emprunt à taux variable consolidés dans la fourchette établie dans la politique approuvée par le conseil d'administration, à savoir, des titres d'emprunt à taux variable représentant au maximum 30 % du total de la dette en cours. Nous avons essentiellement recours à des instruments dérivés admissibles pour gérer le risque de taux d'intérêt. Pour nous prémunir contre l'effet des fluctuations éventuelles des taux d'intérêt, nous avons recours à des swaps taux fixe-taux variable. Nous avons mis en place un programme qui nous permet d'atténuer de façon importante l'incidence de la volatilité des taux d'intérêt à court terme sur notre charge d'intérêts, à l'aide de swaps taux variable-taux fixe au taux de swap moyen de 2,9 %.

Nous sommes exposés aux fluctuations de la juste valeur des titres de créance à taux fixe qui surviennent en raison des variations des taux d'intérêt du marché. Nous utilisons des swaps taux variable-taux fixe, au besoin, comme couverture contre les fluctuations futures de la juste valeur des titres de créance à taux fixe, ce qui limite l'incidence des fluctuations de la juste valeur de la dette à taux fixe au moyen de l'exécution de tels swaps taux fixe-taux variable. Au 31 décembre 2019, aucun swap de taux variable-taux fixe n'était en cours.

Nos flux de trésorerie et notre bénéfice sont également exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à long terme en raison des titres de créance à taux fixes que nous émettrons. Nous pouvons recourir à des swaps sur taux d'intérêt différés pour nous prémunir contre l'effet des fluctuations éventuelles des taux d'intérêt. Nous avons instauré dans certaines de nos filiales un programme afin d'atténuer notre exposition à la volatilité des taux d'intérêt à long terme sur certaines émissions de titres de créance prévues au moyen de swaps taux variable-taux fixe au taux moyen de 3 %.

Risque lié au prix des marchandises

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

Risque sur le cours des actions

Le risque sur le cours des actions est le risque de voir les résultats fluctuer par suite de variations du cours de notre action. Nous sommes exposés au risque lié au cours de notre action ordinaire du fait de l'attribution de diverses formes de rémunération à base d'actions, ce qui influe sur les résultats du fait de la réévaluation des unités en circulation à chaque période. Nous avons recours à des dérivés sur actions pour gérer la volatilité des résultats découlant d'une forme de rémunération à base d'actions, les unités d'actions restreintes. Nous utilisons une combinaison d'instruments dérivés admissibles et non admissibles pour gérer le risque sur le cours des actions.

Gestion des risques de marché

Nous avons rédigé une politique du risque pour réduire la probabilité que des fluctuations des prix sur le marché aient une incidence défavorable sur les flux de trésorerie qui dépasserait notre tolérance au risque prédéfinie. Nous cernons et évaluons tous les risques de marché importants, à savoir les risques liés aux prix des marchandises, aux taux d'intérêt, au change et au cours des actions. Pour ce faire, nous employons une méthode d'évaluation normalisée. Nos mesures des risques de marché regroupent les expositions après prise en compte de l'effet compensatoire de certains risques entre eux, et limitent la volatilité des flux de trésorerie consolidés découlant des risques de marché à un seuil de tolérance au risque acceptable préapprouvé. Les flux de trésorerie à risque sont notre mesure des risques de marché.

Les flux de trésorerie à risque sont une mesure d'origine statistique permettant d'évaluer la perte de flux de trésorerie maximale qui pourrait résulter de fluctuations défavorables des prix sur le marché sur une période de un mois pour évaluer les expositions non dérivées sensibles aux prix et les instruments dérivés que nous détenons ou que nous émettons et qui figurent aux états consolidés de la situation financière au 31 décembre 2019. Les flux de trésorerie à risque présument qu'aucune autre mesure d'atténuation des risques n'est prise pour couvrir ou réduire les expositions et que la sélection d'une période de détention de un mois reflète la composition des actifs sensibles au risque de prix d'Enbridge. Dans la pratique, une grande partie des expositions d'Enbridge pourrait être couverte ou dénouée dans une période beaucoup plus courte s'il était nécessaire de le faire pour réduire les risques.

La politique du risque d'Enbridge établit la limite consolidée des flux de trésorerie à risque à 3,5 % des flux de trésorerie normalisés pour les 12 mois à venir. Au 31 décembre 2019 et 2018, les flux de trésorerie à risque se chiffraient à 113 M\$ et à 140 M\$ ou 1,2 % et 1,6 % respectivement des flux de trésorerie normalisés estimatifs pour les 12 mois à venir.

RISQUE DE LIQUIDITÉ

Le risque de liquidité est le risque que nous ne soyons pas en mesure de respecter nos obligations financières, notamment au titre d'engagements et de garanties, à leur échéance. Afin d'atténuer ce risque, nous prévoyons nos besoins en trésorerie pour une période de 12 mois pour déterminer si nous disposerons des fonds nécessaires et conservons des liquidités disponibles substantielles aux termes de nos marges de crédit bancaire engagées pour parer aux éventualités. Nos principales sources de liquidités et de financement sont les fonds provenant de l'exploitation, l'émission de billets de trésorerie et les prélèvements effectués sur les facilités de crédit engagées, ainsi que le financement à long terme par voie de l'émission, entre autres, de débentures et de billets à moyen terme. Nous maintenons également à jour un prospectus préalable de base auprès des autorités en valeurs mobilières, ce qui nous permet, sous réserve des conditions du marché, d'accéder rapidement aux marchés boursiers canadiens ou américains. De plus, nous nous assurons de disposer de liquidités suffisantes en obtenant auprès d'un groupe diversifié de banques et d'institutions des facilités de crédit engagées qui nous permettent de répondre à tous nos besoins prévus pendant environ un an sans recourir aux marchés financiers. Nous respectons toutes les modalités de nos conventions de facilités de crédit engagées et de dette à terme au 31 décembre 2019. Par conséquent, nous avons accès à toutes nos facilités de crédit, et les banques sont tenues de nous accorder du financement aux termes de celles-ci.

RISQUE DE CRÉDIT

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

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

ÉVALUATIONS DE LA JUSTE VALEUR

Nous utilisons les données les plus observables disponibles pour estimer la juste valeur des dérivés. Si possible, nous estimons la juste valeur de nos dérivés en nous appuyant sur des prix cotés en bourse. En l'absence de prix cotés sur le marché, nous utilisons les estimations de courtiers indépendants. Nous utilisons des techniques d'évaluation standards pour calculer la juste valeur estimative des dérivés cotés hors bourse qui sont classés aux niveaux 2 et 3. Ces méthodes font appel aux flux de trésorerie actualisés pour les contrats à terme et les swaps, et au modèle d'évaluation de Black-Scholes-Merton pour les options. Selon le type d'instrument dérivé et la nature du risque sous-jacent, nous nous servons des cours observables sur le marché (taux d'intérêt, taux de change, prix des marchandises et cours des actions, le cas échéant) et de la volatilité comme principaux intrants dans le contexte de ces techniques d'évaluation. Enfin, nous tenons compte de nos propres écarts de swap sur défaillance de crédit et de ceux de nos contreparties pour estimer la juste valeur.

RUBRIQUE 8. ÉTATS FINANCIERS ET DONNÉES SUPPLÉMENTAIRES

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant

Aux actionnaires et au conseil d'administration d'Enbridge Inc.

Opinions sur les états financiers consolidés et le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons effectué l'audit des états consolidés de la situation financière ci-joints d'Enbridge Inc. et de ses filiales (ensemble, la « société ») aux 31 décembre 2019 et 2018 et des états consolidés des résultats, du résultat global, des variations des capitaux propres et des flux de trésorerie pour chacun des trois exercices compris dans la période close le 31 décembre 2019, y compris les notes y afférentes (collectivement, les « états financiers consolidés »). Nous avons également effectué l'audit du contrôle interne de la société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2019, en nous fondant sur les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework (2013)* publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (« COSO »).

À notre avis, les états financiers consolidés mentionnés ci-dessus donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la Société aux 31 décembre 2019 et 2018, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2019, conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique. De plus, à notre avis, la Société maintenait, au 31 décembre 2019, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière, dans tous ses aspects significatifs, selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework (2013)* publié par le COSO.

Fondement des opinions

La direction de la société est responsable des présents états financiers consolidés, du maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et de l'appréciation de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière, qui est présentée dans le Rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière qui figure à la rubrique 9A. Notre responsabilité consiste à exprimer des opinions sur les états financiers consolidés et le contrôle interne de la société à l'égard de l'information financière, sur la base de nos audits. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis (le « PCAOB ») et sommes tenus d'être indépendants de la société conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits selon les normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons les audits de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu, dans tous ses aspects significatifs.

Nos audits des états financiers consolidés ont compris la mise en œuvre de procédures visant à évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, ainsi que la mise en œuvre de procédures visant à atténuer ces risques. Ces procédures ont compris l'examen, par sondages, des éléments probants à l'appui des montants et des informations présentés dans les états financiers consolidés. Nos audits ont également compris l'évaluation des principes comptables utilisés et des principales estimations établies par la direction, de même que l'évaluation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière a compris l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, l'évaluation du risque qu'il existe une faiblesse importante, l'application de tests et l'évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière en fonction de l'évaluation du risque. Nos audits ont également compris la mise en œuvre de toutes les autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que nos audits fournissent une base raisonnable pour fonder nos opinions.

Définition du contrôle interne à l'égard de l'information financière et limites qui lui sont inhérentes

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est un processus conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Cela comprend les politiques et procédures qui i) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés pour donner une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la société; ii) fournissent l'assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration et iii) fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de la société qui pourrait avoir une incidence significative sur ses états financiers.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

Questions critiques de l'audit

La question critique de l'audit communiquée ci-après est une question soulevée au cours de l'audit des états financiers consolidés de la période considérée, qui a été ou qui devrait être communiquée au comité d'audit et i) qui est liée à des comptes ou à des informations fournies qui sont significatifs relativement aux états financiers consolidés et ii) pour laquelle nous avons dû porter des jugements particulièrement difficiles, subjectifs ou complexes. La communication des questions critiques de l'audit ne modifie en rien notre opinion sur les états financiers consolidés pris dans leur ensemble et, en communiquant la question critique de l'audit ci-après, nous n'exprimons pas d'opinion distincte sur celle-ci ni sur les comptes ou informations fournies auxquels elle se rapporte.

Test de dépréciation de l'écart d'acquisition

Comme il est expliqué aux notes 2 et 16 des états financiers consolidés, le solde de l'écart d'acquisition de la société s'établissait à 33 153 M\$ au 31 décembre 2019. La direction réalise un test de dépréciation de l'écart d'acquisition au niveau de l'unité d'exploitation au 1^{er} avril de chaque année, ou plus souvent s'il survient des événements ou des changements de circonstances qui indiquent que la valeur comptable de l'écart d'acquisition peut s'être dépréciée. La direction a l'option d'évaluer en premier lieu des facteurs qualitatifs pour déterminer s'il y a lieu de soumettre l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif. Dans le cadre de l'évaluation qualitative, la direction tient compte des tendances macroéconomiques, des modifications du contexte réglementaire, de l'accessibilité au capital, des tendances touchant le bénéfice d'exploitation ainsi que de la conjoncture du secteur. Le test quantitatif de dépréciation de l'écart d'acquisition consiste à déterminer la juste valeur des unités d'exploitation de la société et à comparer ces justes valeurs à la valeur comptable de chaque unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition. La juste valeur est estimée en combinant des techniques reposant sur un modèle de flux de trésorerie actualisés et sur des multiples de capitalisation. La détermination de la juste valeur au moyen du modèle de flux de trésorerie actualisés nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses liées aux taux d'actualisation, au bénéfice d'exploitation projeté, aux taux de croissance des produits, aux taux de croissance finaux, aux dépenses en immobilisations prévues et aux niveaux du fond de roulement. La détermination de la juste valeur au moyen de multiples de capitalisation nécessite la formulation d'hypothèses relativement aux bénéfices prévisibles et aux multiples de capitalisation des unités d'exploitation. Pour l'exercice à l'étude, le test quantitatif de perte de valeur de l'écart d'acquisition n'a été réalisé que pour l'unité d'exploitation Secteur intermédiaire du gaz naturel.

Pour déterminer si la mise en œuvre des procédures relatives au test de dépréciation de l'écart d'acquisition constitue un élément critique de l'audit, nous nous sommes principalement appuyés sur les faits suivants : i) l'élaboration des hypothèses importantes ayant trait aux tendances touchant le bénéfice d'exploitation servant à l'évaluation qualitative de toutes les unités d'exploitation autres que le Secteur intermédiaire du gaz naturel et ii) l'élaboration d'hypothèses aussi importantes que les taux

d'actualisation, le bénéfice d'exploitation projeté, les dépenses en immobilisations futures prévues et les multiples de capitalisation ayant servi à estimer la juste valeur de l'unité d'exploitation Secteur intermédiaire du gaz naturel. Cela a donné lieu à un degré élevé de jugement, d'effort et de subjectivité de la part de l'auditeur dans l'exécution des procédures visant à évaluer a) les hypothèses importantes utilisées par la direction aux fins de l'évaluation qualitative et b) les projections de flux de trésorerie et les hypothèses importantes utilisées par la direction pour l'évaluation quantitative de l'unité d'exploitation Secteur intermédiaire du gaz naturel. De plus, les travaux d'audit ont nécessité le recours à des professionnels ayant des compétences et des connaissances spécialisées pour apporter leur aide dans l'exécution des procédures et l'évaluation des éléments probants obtenus dans le cadre de l'évaluation quantitative.

Pour traiter cette question, nous avons mis en œuvre des procédures et évalué les éléments probants nécessaires à la formulation de notre opinion globale sur les états financiers consolidés. Dans le cadre de ces procédures, nous avons testé l'efficacité des contrôles liés au test de dépréciation de l'écart d'acquisition réalisé par la direction, y compris les contrôles relatifs i) à l'élaboration des hypothèses liées aux tendances touchant le bénéfice d'exploitation servant à l'évaluation qualitative et ii) à la détermination de la juste valeur estimée de l'unité d'exploitation Secteur intermédiaire du gaz naturel. Ces procédures ont également compris, entre autres, l'évaluation du caractère raisonnable des hypothèses importantes utilisées par la direction lors de l'évaluation qualitative des unités d'exploitation de la société, plus particulièrement les hypothèses ayant trait aux tendances touchant le bénéfice d'exploitation, et le test du processus appliqué par la direction pour établir la juste valeur estimée de l'unité d'exploitation Secteur intermédiaire du gaz naturel. Le test du processus appliqué par la direction pour établir la juste valeur estimée de l'unité d'exploitation Secteur intermédiaire du gaz naturel a compris l'évaluation du caractère approprié des modèles de flux de trésorerie actualisés et de multiples de capitalisation, le test du caractère exhaustif, exact et pertinent des données sous-jacentes utilisées dans les modèles de même que l'évaluation du caractère raisonnable des hypothèses importantes utilisées par la direction pour évaluer la juste valeur, y compris les taux d'actualisation, le bénéfice d'exploitation projeté, les dépenses en immobilisation futures prévues et les multiples de capitalisation. Lors de l'évaluation du caractère raisonnable du bénéfice d'exploitation projeté et des tendances connexes et des dépenses en immobilisations futures prévues, nous avons évalué le caractère raisonnable de ces hypothèses importantes à la lumière de la performance actuelle et passée des unités d'exploitation de la société, des données externes propres au secteur et des éléments probants obtenus dans d'autres secteurs de l'audit. Nous avons eu recours à des professionnels ayant des compétences et des connaissances spécialisées pour l'évaluation du caractère approprié des modèles de flux de trésorerie actualisés et de multiples de capitalisation utilisés par la direction et pour l'évaluation du caractère raisonnable des hypothèses utilisées dans les modèles ayant trait plus particulièrement aux taux d'actualisation et aux multiples de capitalisation.

/s/ PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.

Comptables professionnels agréés

Calgary (Alberta), Canada

Le 14 février 2020

Nous agissons en tant qu'auditeurs de la société depuis 1949.

ENBRIDGE INC. ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>			
Produits d'exploitation			
Ventes de marchandises	29 309	27 660	26 286
Ventes liées à la distribution de gaz	4 205	4 360	4 215
Transport et autres services	16 555	14 358	13 877
Total des produits d'exploitation <i>(note 4)</i>	50 069	46 378	44 378
Charges d'exploitation			
Coûts des marchandises	28 802	26 818	26 065
Coûts liés à la distribution de gaz	2 202	2 583	2 572
Exploitation et administration	6 991	6 792	6 442
Amortissement	3 391	3 246	3 163
Perte de valeur d'actifs à long terme <i>(note 8 et note 11)</i>	423	1 104	4 463
Perte de valeur de l'écart d'acquisition <i>(note 8 et note 16)</i>	—	1 019	102
Total des charges d'exploitation	41 809	41 562	42 807
Bénéfice d'exploitation	8 260	4 816	1 571
Quote-part du bénéfice des satellites <i>(note 13)</i>	1 503	1 509	1 102
Autres produits (charges)			
Gain (perte) de change net	477	(522)	237
Gain (perte) sur cessions	(300)	(46)	16
Autres	258	516	199
Charge d'intérêts <i>(note 18)</i>	(2 663)	(2 703)	(2 556)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	7 535	3 570	569
Économie (charge) impôts <i>(note 25)</i>	(1 708)	(237)	2 697
Bénéfice	5 827	3 333	3 266
Bénéfice attribuable aux participations			
ne donnant pas le contrôle et aux participations			
ne donnant pas le contrôle rachetables	(122)	(451)	(407)
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	5 705	2 882	2 859
Dividendes sur les actions privilégiées	(383)	(367)	(330)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	5 322	2 515	2 529
Résultat par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires <i>(note 6)</i>	2,64	1,46	1,66
Résultat dilué par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires <i>(note 6)</i>	2,63	1,46	1,65

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

ENBRIDGE INC. ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice	5 827	3 333	3 266
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts			
Variation des pertes non réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie	(437)	(153)	(21)
Variation des gains (pertes) non réalisés sur les couvertures d'investissement net	281	(458)	490
Autres éléments du résultat global des satellites	40	38	(27)
Reclassement dans le résultat des pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	127	152	313
Reclassement dans le résultat des montants au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	13	12	19
Gains (pertes) actuariels sur les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite	(96)	(52)	8
Écart de conversion	(3 035)	4 599	(3 060)
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts	(3 107)	4 138	(2 278)
Résultat global	2 720	7 471	988
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(7)	(801)	(160)
Résultat global attribuable aux participations donnant le contrôle	2 713	6 670	828
Dividendes sur les actions privilégiées	(383)	(367)	(330)
Résultat global attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	2 330	6 303	498

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

ENBRIDGE INC.
ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>			
Actions privilégiées (note 21)			
Solde au début de l'exercice	7 747	7 747	7 255
Émission d'actions privilégiées	—	—	492
Solde à la fin de l'exercice	7 747	7 747	7 747
Actions ordinaires (note 21)			
Solde au début de l'exercice	64 677	50 737	10 492
Émission d'actions ordinaires	—	—	1 500
Actions ordinaires émises dans le cadre de l'opération de fusion (note 8)	—	—	37 429
Actions émises au rachat des titres d'entités détenues à titre de promoteur (note 21)	—	12 727	—
Régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions	—	1 181	1 226
Actions émises à l'exercice d'options sur actions	69	32	90
Solde à la fin de l'exercice	64 746	64 677	50 737
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	—	3 194	3 399
Rémunération à base d'actions	34	49	82
Rachat des titres d'entités détenues à titre de promoteur (note 20)	—	(4 323)	—
Rachat d'une participation ne donnant pas le contrôle	65	—	—
Options exercées	(61)	(24)	(95)
Gain de dilution à la restructuration de Spectra Energy Partners, LP (note 20)	—	1 136	—
Variation de la participation croisée	117	47	—
Autres	32	(158)	(192)
Cession d'une participation ne donnant pas le contrôle dans des filiales (note 20)	—	79	—
Solde à la fin de l'exercice	187	—	3 194
Bénéfices non répartis (déficit)			
Solde au début de l'exercice	(5 538)	(2 468)	(716)
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	5 705	2 882	2 859
Dividendes sur les actions privilégiées	(383)	(367)	(330)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	(6 125)	(5 019)	(4 702)
Dividendes versés sur la participation croisée	18	33	30
Adoption rétrospective modifiée de l'ASC 606 – Revenu from contracts with Customers	—	(86)	—
Ajustement de la valeur de rachat des participations ne donnant pas le contrôle rachetables (note 20)	—	(456)	292
Autres	9	(57)	99
Solde à la fin de l'exercice	(6 314)	(5 538)	(2 468)
Cumul des autres éléments du résultat global (note 23)			
Solde au début de l'exercice	2 672	(973)	1 058
Incidence du rachat des titres d'entités détenues à titre de promoteur	—	(142)	—
Autres éléments du résultat global attribuables aux porteurs d'actions ordinaires, déduction faite des impôts	(2 992)	3 787	(2 031)
Autres	48	—	—
Solde à la fin de l'exercice	(272)	2 672	(973)
Participation croisée (note 13)			
Solde au début de l'exercice	(88)	(102)	(102)
Variation de la participation croisée	37	14	—
Solde à la fin de l'exercice	(51)	(88)	(102)
Total des capitaux propres d'Enbridge Inc.	66 043	69 470	58 135
Participations ne donnant pas le contrôle (note 20)			
Solde au début de l'exercice	3 965	7 597	577
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	122	334	232
Autres éléments du résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, déduction faite des impôts			
Variation des gains (pertes) non réalisés sur les couvertures de flux de trésorerie	(7)	31	15
Écart de conversion	(108)	294	(431)
Reclassement dans le résultat des pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	—	4	139
Solde à la fin de l'exercice	(115)	329	(277)
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	7	663	(45)
Participations ne donnant pas le contrôle résultant de l'opération de fusion (note 8)	—	—	8 955
Opération entre entités sous contrôle commun Enbridge Energy Company, Inc.	—	—	(343)
Distributions	(254)	(857)	(839)
Apports	12	24	832
Déconsolidation de Sabal Trail Transmission, LLC	—	—	(2 318)
Restructuration de Spectra Energy Partners, LP (note 20)	—	(1 486)	—
Cession de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales	—	1 183	—
Variation des participations ne donnant pas le contrôle au rachat des titres d'entités détenues à titre de promoteur (note 20)	—	(2 867)	—
Rachat d'actions privilégiées (note 20)	(300)	(210)	—
Rachat d'une participation ne donnant pas le contrôle	(65)	—	—
Gain de dilution et autres	(1)	(82)	778
Solde à la fin de l'exercice	3 364	3 965	7 597
Total des capitaux propres	69 407	73 435	65 732
Dividendes payés par action ordinaire	2,95	2,68	2,41

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	2019	2018	2017
Activités d'exploitation			
Bénéfice	5 827	3 333	3 266
Ajustements visant à rapprocher le résultat et les rentrées nettes de trésorerie liées aux activités d'exploitation :			
Amortissement	3 391	3 246	3 163
Charge (économie) d'impôts reportés <i>(note 25)</i>	1 156	(148)	(2 877)
Variation des (gains) pertes non réalisés sur les instruments dérivés, montant net <i>(note 24)</i>	(1 751)	903	(1 242)
Quote-part du bénéfice des satellites	(1 503)	(1 509)	(1 102)
Distributions sur les participations dans des satellites	1 804	1 539	1 264
Perte de valeur d'actifs à long terme	423	1 104	4 463
Perte de valeur de l'écart d'acquisition	—	1 019	102
(Gain) perte sur cessions	254	8	(120)
Autres	56	92	79
Variation de l'actif et du passif d'exploitation <i>(note 28)</i>	(259)	915	(338)
Rentrées de trésorerie nettes liées aux activités d'exploitation	9 398	10 502	6 658
Activités d'investissement			
Dépenses d'investissement	(5 492)	(6 806)	(8 287)
Placements à long terme et placements à long terme soumis à restrictions	(1 159)	(1 312)	(3 586)
Distributions provenant des participations dans des satellites en excédent des bénéfices cumulatifs	417	1 277	125
Acquisition d'actifs incorporels	(200)	(540)	(789)
Trésorerie obtenue dans le cadre de l'opération de fusion <i>(note 8)</i>	—	—	682
Produits de cessions	2 110	4 452	628
Autres	(20)	(12)	212
Prêtes à des sociétés affiliées, montant net	(314)	(76)	(22)
Sorties de trésorerie nettes liées aux activités d'investissement	(4 658)	(3 017)	(11 037)
Activités de financement			
Variation nette des emprunts à court terme <i>(note 18)</i>	(127)	(420)	721
Variation nette des billets de trésorerie et des prélèvements sur les facilités de crédit	825	(2 256)	(1 249)
Émission de débetures et de billets à terme, déduction faite de frais d'émission	6 176	3 537	9 483
Remboursements sur les débetures et les billets à terme	(4 668)	(4 445)	(5 054)
Cession d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale	—	1 289	—
Achat d'une participation dans une filiale consolidée	—	—	(227)
Apports des participations ne donnant pas le contrôle	12	24	832
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	(254)	(857)	(919)
Apports des participations ne donnant pas le contrôle rachetables	—	70	1 178
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	—	(325)	(247)
Paiement au comptant relatif au rachat des titres d'entités détenues à titre de promoteur	—	(64)	—
Émission d'actions privilégiées	—	—	489
Rachat d'actions privilégiées	(300)	(210)	—
Émission d'actions ordinaires	18	21	1 549
Dividendes sur les actions privilégiées	(383)	(364)	(330)
Dividendes sur les actions ordinaires	(5 973)	(3 480)	(2 750)
Autres	(71)	(23)	—
Rentrées (sorties) de trésorerie nettes liées aux activités de financement	(4 745)	(7 503)	3 476
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions libellés en devises	44	68	(72)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	39	50	(975)
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions au début de l'exercice	637	587	1 562
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de l'exercice	676	637	587
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie			
Impôts payés	571	277	172
Intérêts payés, déduction faite du montant capitalisé	2 738	2 508	2 668
Montants courus hors trésorerie au titre des immobilisations corporelles	730	847	889

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

31 décembre	2019	2018
<i>(en millions de dollars canadiens; nombre d'actions en millions)</i>		
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie <i>(note 2)</i>	648	518
Trésorerie soumise à restrictions	28	119
Comptes débiteurs et autres créances <i>(note 9)</i>	6 781	6 517
Montants à recevoir de sociétés affiliées	69	79
Stocks <i>(note 10)</i>	1 299	1 339
	8 825	8 572
Immobilisations corporelles, montant net <i>(note 11)</i>	93 723	94 540
Placements à long terme <i>(note 13)</i>	16 528	16 707
Placements à long terme soumis à restrictions <i>(note 14)</i>	434	323
Montants reportés et autres actifs	7 433	8 558
Actifs incorporels, montant net <i>(note 15)</i>	2 173	2 372
Écart d'acquisition <i>(note 16)</i>	33 153	34 459
Impôts reportés <i>(note 25)</i>	1 000	1 374
Total des actifs	163 269	166 905
Passif et capitaux propres		
Passif à court terme		
Emprunts à court terme <i>(note 18)</i>	898	1 024
Comptes créditeurs et autres dettes <i>(note 17)</i>	10 063	9 863
Montants à payer à des sociétés affiliées	21	40
Intérêts à payer	624	669
Partie à court terme de la dette à long terme <i>(note 18)</i>	4 404	3 259
	16 010	14 855
Dette à long terme <i>(note 18)</i>	59 661	60 327
Autres passifs à long terme	8 324	8 834
Impôts reportés <i>(note 25)</i>	9 867	9 454
	93 862	93 470
Engagements et éventualités <i>(note 30)</i>		
Capitaux propres		
Capital-actions <i>(note 21)</i>		
Actions privilégiées		
Actions ordinaires <i>(2 025 et 2 022 actions en circulation au 31 décembre 2019 et au 31 décembre 2018, respectivement)</i>	7 747	7 747
	64 746	64 677
Surplus d'apport	187	—
Déficit	(6 314)	(5 538)
Cumul des autres éléments du résultat global <i>(note 23)</i>	(272)	2 672
Participation croisée	(51)	(88)
Total des capitaux propres d'Enbridge Inc.	66 043	69 470
Participations ne donnant pas le contrôle <i>(note 20)</i>	3 364	3 965
	69 407	73 435
Total des passifs et capitaux propres	163 269	166 905

Entités à détenteurs de droits variables (« EDDV ») *(note 12)*

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

TABLE DES MATIÈRES

		Page
1.	Description des activités	105
2.	Principales conventions comptables	106
3.	Modifications de conventions comptables	117
4.	Produits	120
5.	Informations sectorielles	124
6.	Résultat par action ordinaire	125
7.	Questions de nature réglementaire	126
8.	Acquisitions et cessions	128
9.	Comptes débiteurs et autres créances	135
10.	Stocks	135
11.	Immobilisations corporelles	135
12.	Entités à détenteurs de droits variables	136
13.	Placements à long terme	140
14.	Placements à long terme soumis à restrictions	141
15.	Actifs incorporels	142
16.	Écart d'acquisition	143
17.	Comptes créditeurs et autres dettes	144
18.	Dette	144
19.	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	149
20.	Participations ne donnant pas le contrôle	150
21.	Capital-actions	152
22.	Régimes d'options sur actions et d'unités d'actions	155
23.	Composantes du cumul des autres éléments du résultat global	158
24.	Gestion des risques et instruments financiers	159
25.	Impôts sur les bénéfices	171
26.	Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	174
27.	Contrats de location	182
28.	Variation de l'actif et du passif d'exploitation	183
29.	Opérations entre apparentés	184
30.	Engagements et éventualités	185
31.	Garanties	186
32.	Tableaux de consolidation résumés	187
33.	Information financière trimestrielle (non audité)	197

1. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Dans le présent rapport, à moins que le contexte ne leur donne un sens différent, les termes « nous », « nos », « notre » et « Enbridge » renvoient collectivement à Enbridge Inc. et à ses filiales. Ces termes ne sont utilisés qu'à des fins de commodité et ne se veulent pas une description précise d'une quelconque entité juridique distincte d'Enbridge.

Enbridge est une société cotée en bourse du secteur du transport et de la distribution d'énergie. Nous exerçons nos activités dans les cinq secteurs d'activité suivants : Oléoducs, Transport de gaz et services intermédiaires, Distribution et stockage de gaz, Production d'énergie renouvelable ainsi que Services énergétiques. Ces secteurs isolables sont les unités fonctionnelles stratégiques que la haute direction a établies dans le but de nous permettre d'atteindre nos objectifs à long terme plus facilement, d'aider à la prise de décisions en matière d'affectation des ressources et d'évaluer le rendement de l'exploitation.

OLÉODUCS

Le secteur Oléoducs comprend l'exploitation de pipelines de transport de divers types de pétrole brut et d'autres hydrocarbures liquides ainsi que des terminaux s'y rattachant, au Canada et aux États-Unis, et comprend le réseau principal, le réseau régional des sables bitumineux, les installations de la côte du golfe et du milieu du continent, le pipeline Southern Lights, le réseau Express-Platte, le réseau Bakken, ainsi que les pipelines d'amenée et autres.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

Le secteur Transport de gaz et services intermédiaires regroupe des participations dans des gazoducs et des installations de collecte et de traitement de gaz naturel au Canada et aux États-Unis et comprend notamment le secteur Transport de gaz aux États-Unis, le secteur Transport de gaz au Canada, le secteur intermédiaire aux États-Unis et d'autres entités.

DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

Le secteur Distribution et stockage de gaz englobe les activités de nos entreprises de services publics de gaz naturel, dont la majeure partie est exercée par Enbridge Gas, qui fournit des services aux clients résidentiels, commerciaux et industriels situés en Ontario. Ce secteur comprend également nos activités de distribution de gaz au Québec ainsi qu'une participation dans Noverco, qui détient une participation majoritaire dans une filiale exerçant des activités de transport et de distribution d'énergie principalement au Québec.

PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Le secteur Production d'énergie renouvelable se compose essentiellement de participations dans des actifs de production d'énergie éolienne, solaire et géothermique ainsi que dans des actifs de récupération de la chaleur résiduelle et de transport. En Amérique du Nord, ces actifs sont situés principalement en Alberta, en Saskatchewan, en Ontario et au Québec ainsi que dans les États du Colorado, du Texas, de l'Indiana et de la Virginie-Occidentale. Nous détenons également des actifs éoliens extracôtiers en service et en cours d'aménagement situés au Royaume-Uni, en Allemagne et en France.

SERVICES ÉNERGÉTIQUES

Les entreprises du secteur Services énergétiques au Canada et aux États-Unis exercent des activités de commercialisation de marchandises et assurent des services de logistique connexes afin de gérer nos volumes ayant fait l'objet d'un engagement sur divers réseaux pipeliniers. Le secteur Services énergétiques propose également des services de commercialisation d'énergie à des raffineurs, à des producteurs et à d'autres clients en Amérique du Nord.

ÉLIMINATIONS ET DIVERS

En plus des secteurs ci-dessus, l'unité Éliminations et divers comprend les charges d'exploitation et d'administration ainsi que l'incidence du dénouement de couverture du change qui ne sont pas attribuables à un secteur d'exploitation donné. Elle comprend également les activités d'expansion de nouvelles entreprises et les placements non sectoriels.

RACHAT DES TITRES D'ENTITÉS DÉTENUES À TITRE DE PROMOTEUR

Au quatrième trimestre de 2018, Enbridge a réalisé le rachat des titres de ses entités détenues à titre de promoteur, soit SEP, EEP, Enbridge Energy Management, L.L.C. (« EEM ») et ENF (collectivement dans le présent document, les « entités détenues à titre de promoteur »), dans le cadre d'une série d'opérations de regroupement distinctes aux termes desquelles nous avons acquis tous les titres de capitaux propres en circulation des entités détenues à titre de promoteur que nous ne détenions pas en propriété véritable (collectivement, le « rachat des titres d'entités détenues à titre de promoteur »). Pour un complément d'information sur ces transactions, se reporter à la *note 20 – Participations ne donnant pas le contrôle*.

ACQUISITION DE SPECTRA ENERGY CORP

Le 27 février 2017, Enbridge et Spectra Energy Corp (« Spectra Energy ») se sont regroupées dans une opération de fusion à contrepartie en actions pour un prix d'achat de 37,5 G\$. Aux termes des conditions de l'opération de fusion, les actionnaires de Spectra Energy ont reçu 0,984 action ordinaire d'Enbridge par action ordinaire de Spectra Energy, ce qui a eu pour effet de conférer à Enbridge la propriété entière de Spectra Energy. Pour plus d'information sur la transaction, se reporter à la *note 8 – Acquisitions et cessions*.

CESSIONS

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018, nous nous sommes départis d'un certain nombre de nos actifs non essentiels. Pour plus d'information sur ces transactions, se reporter à la *note 8 – Acquisitions et cessions*.

2. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Les présents états financiers consolidés ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis »). Sauf indication contraire, les montants sont exprimés en dollars canadiens. En tant que société inscrite à la SEC, nous sommes autorisés à recourir aux PCGR des États-Unis afin de remplir nos obligations d'information continue au Canada et aux États-Unis.

MODE DE PRÉSENTATION ET UTILISATION D'ESTIMATIONS

Afin de dresser les états financiers selon les PCGR des États-Unis, la direction doit faire des estimations et formuler des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés au titre des actifs et des passifs, des produits et des charges ainsi que sur les informations fournies par voie de notes dans les états financiers consolidés sur les actifs et passifs éventuels. Les principales estimations et hypothèses retenues dans la préparation des états financiers consolidés portent notamment sur les éléments suivants : la valeur comptable des actifs et passifs réglementaires (*note 7*); la ventilation du prix d'achat (*note 8*); les produits non facturés; les taux d'amortissement et la valeur comptable des immobilisations corporelles (*note 11*); les taux d'amortissement des actifs incorporels (*note 15*); l'évaluation de l'écart d'acquisition (*note 16*); la juste valeur des OMHS (*note 19*); l'évaluation de la rémunération à base d'actions (*note 22*); la juste valeur des instruments financiers (*note 24*); les impôts sur les bénéfices (*note 25*); les hypothèses utilisées dans l'évaluation des obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite (« ACR ») (*note 26*); les engagements et éventualités (*note 30*); et l'estimation des pertes liées aux obligations de remise en état (*note 30*). Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Les états financiers consolidés comprennent nos comptes, ceux de nos filiales ainsi que ceux d'EDDV dont nous sommes le principal bénéficiaire. Une EDDV est une entité juridique qui ne dispose pas de suffisamment de capitaux propres à risque pour financer ses activités sans un soutien financier subordonné additionnel ou qui est structurée de telle sorte que les participants aux capitaux propres n'ont pas le pouvoir de prendre des décisions importantes se rapportant aux activités de l'entité au moyen de droits de vote ou ne participent pas de manière notable aux gains et aux pertes de l'entité. À la conclusion d'une entente contractuelle, nous procédons à une évaluation pour déterminer si l'entente contient des droits variables dans une entité juridique et si cette entité juridique constitue une EDDV. Le principal bénéficiaire est celui qui possède le pouvoir de diriger les activités de l'EDDV qui ont l'incidence la plus importante sur la performance économique de l'entité et l'obligation d'absorber les pertes ou le droit de recevoir les avantages de l'EDDV qui pourraient être importants pour l'EDDV. Si nous concluons que nous sommes le principal bénéficiaire d'une EDDV, nous consolidons cette dernière. Nous évaluons tous les droits variables dans l'entité et recourons à notre jugement pour déterminer si nous en sommes le principal bénéficiaire. D'autres facteurs qualitatifs sont pris en compte, comme la responsabilité de la prise de décisions, la structure du capital de l'EDDV, le partage des risques et des avantages, les ententes contractuelles conclues avec l'EDDV, les droits de vote et le degré de participation d'autres parties. Nous évaluons la détermination du principal bénéficiaire d'une EDDV de façon continue, s'il se produit certains changements dans les faits et circonstances liés à une EDDV. Les états financiers consolidés comprennent également les comptes de toute société en commandite dont nous sommes le commandité et dont, d'après tous les faits et circonstances pertinents, nous détenons le contrôle, à moins que le commanditaire détienne des droits de participation substantiels ou un droit de limogeage réel. Pour certains placements pour lesquels nous conservons une participation indivise dans les actifs et les passifs, nous comptabilisons notre quote-part des actifs, des passifs, des produits et des charges. Si une entité n'est pas définie comme une EDDV, le modèle d'entité à détenteurs de droits de vote est appliqué lorsqu'un investisseur détenant la majorité des droits de vote consolide l'entité.

Tous les comptes réciproques et transactions intersociétés importants sont éliminés à la consolidation. Les participations dans des filiales représentées par d'autres parties qui ne contrôlent pas l'entité sont présentées dans les états financiers consolidés à titre d'activités et de soldes attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables. Les participations et les entités sur lesquelles nous exerçons une influence notable sont comptabilisées à la valeur de consolidation.

RÉGLEMENTATION

Certains volets de nos activités sont régis par divers organismes, y compris la Régie, la FERC, l'Alberta Energy Regulator, la CÉO et la Régie de l'énergie du Québec. Les organismes de réglementation régissent divers aspects, notamment la construction, la tarification et les pratiques de tarification sous-jacentes ainsi que les ententes de tarification avec les clients. L'incidence économique des mesures prises par un organisme de réglementation donné devant être prise en compte, il se peut que le moment choisi pour constater certains produits et certaines charges dans le cadre de ces activités diffère de celui qui aurait autrement été prévu en vertu des PCGR des États-Unis pour des entités exerçant des activités à tarifs non réglementés.

Les actifs réglementaires correspondent aux montants que la société compte recouvrer, au moyen des tarifs, auprès des clients au cours de périodes futures. Les passifs réglementaires correspondent aux montants que la société compte rembourser, au moyen des tarifs, aux clients au cours de périodes futures ou qu'elle compte payer pour couvrir les coûts futurs liés à l'abandon se rapportant à l'ICQF de la Régie. Les actifs réglementaires à long terme sont inscrits au poste « Montants reportés et autres actifs » et les actifs réglementaires à court terme, au poste « Comptes débiteurs et autres créances ». Les passifs réglementaires à long terme sont inscrits au poste « Autres passifs à long terme » et les passifs réglementaires à court terme, au poste « Comptes créditeurs et autres dettes ». Si nous prenons connaissance d'un événement indiquant une perte de valeur éventuelle, les actifs réglementaires font l'objet d'un test de dépréciation. La comptabilisation des actifs et des passifs réglementaires est fondée sur les mesures prises ou devant être prises par l'organisme de réglementation. Le moment et le montant du recouvrement ou du règlement des soldes réglementaires peuvent différer sensiblement de ceux qui

sont enregistrés si les mesures prises par l'organisme de réglementation diffèrent de celles auxquelles nous nous attendons. En l'absence de réglementation tarifaire, nous ne comptabiliserions pas, en règle générale, d'actifs ou de passifs réglementaires et l'incidence sur le résultat devrait être comptabilisée dans l'exercice au cours duquel les charges sont engagées ou les produits sont gagnés. Un actif ou un passif réglementaire est comptabilisé au titre des impôts reportés lorsque l'on s'attend à ce que les montants soient recouverts ou réglés au moyen de tarifs futurs approuvés par les organismes de réglementation.

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction est prise en compte dans le coût des immobilisations corporelles, et elle est amortie sur les périodes futures comme partie intégrante du coût total de l'actif correspondant. Cette provision comprend une composante intérêts et, si l'organisme de réglementation l'approuve, une composante liée au coût des capitaux propres, lesquelles sont toutes deux capitalisées en fonction des taux établis par entente réglementaire. L'incidence sur le résultat correspondante est prise en compte au poste « Charge d'intérêts », pour la composante intérêts, et au poste « Autres produits », pour la composante capitaux propres. En l'absence d'une réglementation tarifaire, nous capitaliserions la composante intérêts à un taux de capitalisation fondé sur le coût d'emprunt, alors que la composante capitaux propres capitalisés, le résultat connexe établi pour la période de construction et l'amortissement ultérieur se rapportant à la composante capitaux propres ne seraient pas comptabilisés.

Dans le cas de certaines activités réglementées visées par les indications des PCGR des États-Unis portant sur les programmes d'application progressive des tarifs, les taux d'amortissement négociés recouverts au moyen des droits de transport peuvent être inférieurs à la charge d'amortissement calculée conformément aux PCGR des États-Unis pendant les premières années des contrats à long terme, mais recouvrée au cours de périodes ultérieures lorsque les droits excèdent l'amortissement. La charge d'amortissement sur de tels actifs est comptabilisée conformément aux PCGR des États-Unis et aucun actif réglementaire reporté n'est constaté (*note 7*).

CONSTATATION DES PRODUITS

Les produits des secteurs non réglementés sont inscrits lorsque les produits ont été livrés ou les services fournis, que le montant des produits peut être évalué de façon fiable et que le recouvrement est raisonnablement assuré. La solvabilité des clients est évaluée avant la signature du contrat et pendant toute la durée du contrat. Certains produits tirés des activités liées aux oléoducs et aux gazoducs sont constatés conformément aux modalités de contrats de livraison plutôt que selon les droits encaissés.

Les contrats d'expédition ferme à long terme, aux termes desquels les expéditeurs sont tenus de payer des montants fixes au prorata sur la durée du contrat, peu importe les volumes expédiés, peuvent être assortis de droits de rattrapage. Les expéditeurs accumulent des droits de rattrapage lorsque le volume minimal prévu aux termes des engagements n'est pas expédié au cours de la période visée, mais, dans certaines circonstances, ces droits peuvent servir à annuler des excédents au cours de périodes futures, sous réserve des périodes d'échéance. Nous comptabilisons les produits associés aux droits de rattrapage à la première des dates suivantes : lorsque le volume de rattrapage est expédié, lorsque les droits de rattrapage expirent ou lorsqu'il est établi que la probabilité que l'expéditeur utilise les droits de rattrapage est faible.

Aux termes de certains contrats de transport par pipeline extracôtier, Enbridge est tenue de fournir des services de transport pour la durée de vie des gisements productifs sous-jacents. Selon ces contrats, les expéditeurs lui versent des droits mensuels fixes pendant une période définie qui peut être plus courte que la durée de vie estimative des réserves que renferment les gisements en question, de sorte que la durée des contrats est plus longue que la période des recouvrements en trésorerie. Les produits tirés des droits mensuels fixes sont constatés au prorata du volume engagé offert aux expéditeurs pour toute la durée contractuelle, sans prise en compte du moment des encaissements. Pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017, la trésorerie reçue, déduction faite des produits comptabilisés au titre de contrats assortis de droits de rattrapage et d'autres ententes de produits reportés, s'est respectivement établie à 169 M\$, 208 M\$ et 196 M\$.

Quant aux secteurs à tarifs réglementés, les produits sont constatés conformément aux ententes sous-jacentes approuvées par les organismes de réglementation. Les produits tirés des services publics de distribution de gaz naturel sont comptabilisés d'après les relevés réguliers des compteurs et selon l'estimation qui est faite de la consommation des clients entre leur dernier relevé des compteurs et la fin de la période. Les estimations se fondent sur les antécédents de consommation et le nombre de degrés-jours de chauffage atteint. Le nombre de degrés-jours de chauffage est une mesure du froid et constitue une indication des volumes de gaz naturel nécessaires pour le chauffage dans la zone visée par notre franchise de distribution. Depuis le 1^{er} juillet 2011, le bénéfice tiré du réseau principal au Canada (hormis les canalisations 8 et 9) est assujéti à une ETC, selon laquelle les produits sont comptabilisés lorsque les services sont fournis. À cette date, nous avons abandonné l'application prospective de la comptabilisation des tarifs réglementés pour ces actifs, sauf pour ce qui est des impôts exigibles, visés par une ordonnance tarifaire particulière.

Notre secteur Services énergétiques conclut des contrats d'achat et de vente de marchandises qui sont comptabilisés au montant brut parce que les contrats s'y rattachant ne sont pas détenus à des fins de transaction et parce nous agissons pour notre propre compte dans ces transactions. En ce qui concerne nos contrats de commercialisation de l'énergie, une estimation des produits et des coûts des marchandises pour le mois de décembre est prise en compte dans les états consolidés des résultats de chaque exercice d'après les meilleures données disponibles sur les volumes et les prix des marchandises livrées et reçues.

INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET COUVERTURE

Instruments dérivés non admissibles

Les instruments dérivés non admissibles sont principalement utilisés à titre de couverture économique de l'exposition des résultats aux fluctuations des taux de change, des taux d'intérêt et des prix des marchandises. Ils sont évalués à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées à l'état des résultats dans les produits tirés du transport et des autres services, dans les coûts des marchandises, dans les charges d'exploitation et d'administration, dans les autres produits (charges) et dans la charge d'intérêts.

Instruments dérivés désignés comme éléments constitutifs d'une relation de couverture admissible

Nous avons recours à des instruments financiers dérivés pour atténuer notre exposition aux variations des prix des marchandises, des taux de change, des taux d'intérêt et de certains frais de rémunération liée au cours de notre action. La comptabilité de couverture est facultative. Pour l'appliquer, Enbridge doit documenter les relations de couverture et vérifier régulièrement si les éléments de couverture sont efficaces pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des éléments couverts sous-jacents. Nous présentons l'incidence des éléments de couverture sur le résultat avec les opérations de couverture. Les instruments dérivés désignés comme éléments constitutifs d'une relation de couverture admissible sont classés comme couvertures de flux de trésorerie, couvertures de juste valeur ou couvertures d'investissement net.

Couvertures de flux de trésorerie

Nous avons recours à des couvertures de flux de trésorerie pour gérer notre exposition aux variations des prix des marchandises, des taux de change, des taux d'intérêt et de certains frais de rémunération liée au cours de notre action. La variation de la juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie est inscrite dans les autres éléments du résultat global, puis reclassée à l'état des résultats lorsque l'élément couvert a une incidence sur le résultat.

Si un instrument dérivé désigné comme couverture de flux de trésorerie cesse d'être efficace ou s'il est liquidé, la comptabilité de couverture prend fin, et les gains ou pertes à cette date sont reportés dans les autres éléments du résultat global et sont comptabilisés en résultats en même temps que l'opération connexe. S'il devient improbable qu'une opération prévue couverte se réalise, les gains ou pertes sont immédiatement comptabilisés en résultat. Les gains ou pertes ultérieurs attribuables à des instruments dérivés à l'égard desquels la société a cessé d'appliquer la comptabilité de couverture sont portés aux résultats de la période au cours de laquelle ils surviennent.

Couvertures de juste valeur

Nous pouvons avoir recours à des couvertures de juste valeur pour couvrir la juste valeur d'instruments de créance. Les variations de la juste valeur d'instruments de couverture sont portées aux résultats avec celles de la juste valeur du risque couvert pour les actifs ou passifs désignés comme faisant partie intégrante de la relation de couverture. Si une couverture de juste valeur est abandonnée ou cesse d'être efficace, le risque couvert pour l'actif ou le passif cesse d'être évalué à la juste valeur, et l'ajustement cumulatif (en fonction de la juste valeur) de la valeur comptable de l'élément couvert est comptabilisé dans les résultats sur la durée de vie restante de cet élément.

Couvertures d'investissement net

Les gains et les pertes découlant de la conversion de l'investissement net dans des établissements étrangers de leur monnaie fonctionnelle dans la monnaie de présentation d'Enbridge – à savoir, le dollar canadien – sont comptabilisés à titre d'écarts de conversion cumulatifs, qui sont une composante des autres éléments du résultat global. Nous désignons les dérivés de change et les instruments d'emprunt libellés en dollars américains comme couvertures de notre investissement net dans des établissements étrangers établis en dollars américains. Par conséquent, la variation de la juste valeur des dérivés de change et la conversion des instruments d'emprunt libellés en dollars américains sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global. Les montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global sont reclassés dans les résultats lorsqu'il y a réduction de l'investissement net couvert par suite de la cession d'un établissement étranger.

Classement des instruments dérivés

Nous inscrivons aux états consolidés de la situation financière la juste valeur de marché des instruments dérivés dans l'actif ou le passif à court terme ou à long terme, selon le moment où ces instruments sont réglés et où les flux de trésorerie connexes sont générés. La part de la juste valeur liée aux flux de trésorerie générés après plus d'un an est classée dans les éléments à long terme.

Les rentrées et les sorties de trésorerie liées à des instruments dérivés sont classées en tant qu'activités d'exploitation dans les états consolidés des flux de trésorerie.

Compensation au bilan

Les actifs et passifs découlant d'instruments dérivés peuvent être compensés aux états consolidés de la situation financière lorsque nous avons le droit juridique exécutoire de compensation et que nous avons l'intention de procéder au règlement de ces instruments pour le montant net.

Coûts de transaction

Les coûts de transaction sont des coûts supplémentaires directement liés à l'acquisition d'un actif financier ou à l'émission d'un passif financier. Nous engageons des coûts de transaction principalement à l'émission de titres de créance et les comptabilisons en réduction de la dette à long terme aux états de la situation financière. Ces coûts sont amortis selon la méthode de l'intérêt effectif sur la durée de la dette connexe et sont comptabilisés à titre de charge d'intérêts.

PARTICIPATIONS DANS DES SATELLITES

Les participations dans des satellites sur lesquelles nous exerçons une influence notable, mais qui ne nous donnent pas le contrôle sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation. Les participations dans des satellites sont évaluées initialement au coût ajusté pour tenir compte de notre quote-part dans les bénéfices non répartis ou la perte des satellites. Les participations dans des satellites sont augmentées du montant des apports aux satellites et diminuées du montant des distributions reçues des satellites. Dans la mesure où un satellite entreprend des mesures qui sont nécessaires pour amorcer les principales activités prévues, nous inscrivons à l'actif le coût financier de la participation pour la période.

PLACEMENTS À LONG TERME SOUMIS À RESTRICTIONS

Les placements à long terme qui sont soumis à des restrictions en matière de retrait ou d'utilisation, aux fins de l'ICQF de la Régie, sont présentés au poste « Placements à long terme soumis à restrictions » des états consolidés de la situation financière.

AUTRES PLACEMENTS

Généralement, nous classons nos participations dans des entités sur lesquelles nous n'exerçons pas une influence notable et dont la juste valeur ne peut être déterminée facilement dans les autres placements évalués à la juste valeur et comptabilisés au coût diminué de la perte de valeur, le cas échéant, auquel sont ajoutés ou duquel sont déduits les changements résultant des variations des prix observables lors de transactions normales visant un placement identique ou similaire du même émetteur. Les placements dans des titres de capitaux propres évalués à la juste valeur sont passés en revue à chaque période de présentation de l'information financière pour déceler des indices de dépréciation. Les participations dans des entités dont la juste valeur peut être déterminée facilement sont classées dans les placements disponibles à la vente et évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Les dividendes reçus au titre des placements dans des titres de capitaux propres sont inscrits à l'état des résultats lorsque le droit de recevoir le paiement est établi.

Les placements dans des titres d'emprunt sont classés dans les placements disponibles à la vente évalués à la juste valeur par le biais du cumul des autres éléments du résultat global ou dans les placements détenus jusqu'à l'échéance évalués au coût après amortissement.

PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Les participations ne donnant pas le contrôle représentent les participations attribuables à des tiers dans certaines filiales consolidées. La participation que nous ne détenons pas dans ces entités est présentée comme participation ne donnant pas le contrôle sous la rubrique « Capitaux propres » des états consolidés de la situation financière.

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

La méthode du report variable est utilisée pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Les actifs et passifs d'impôts reportés sont calculés en tenant compte des écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs. Selon cette méthode, les actifs et passifs d'impôts reportés sont mesurés au taux d'imposition censé s'appliquer au moment de la résorption des écarts. Pour nos activités réglementées, un passif ou un actif d'impôts reportés est comptabilisé ainsi que l'actif ou le passif réglementaire correspondant dans la mesure où les impôts peuvent être recouverts au moyen des tarifs. Les intérêts et les pénalités d'ordre fiscal sont pris en compte dans les impôts sur les bénéfices.

OPÉRATIONS EN DEVISES ET CONVERSION DES DEVISES

Les opérations en devises désignent les opérations dont les montants sont libellés dans une monnaie autre que celle du principal environnement économique dans lequel évolue Enbridge ou une filiale présentant l'information financière, monnaie qu'on appelle la monnaie fonctionnelle. Les opérations libellées en devises sont converties dans la monnaie fonctionnelle au taux de change en vigueur à la date de l'opération. Les actifs et passifs monétaires libellés en devises sont convertis dans la monnaie fonctionnelle au taux de change en vigueur à la date de clôture. Les gains et pertes de change découlant de la conversion des actifs et passifs monétaires sont comptabilisés dans les états consolidés des résultats de la période au cours de laquelle ils surviennent.

Les gains et pertes de change découlant de la conversion des monnaies fonctionnelles des établissements étrangers dans notre monnaie de présentation, soit le dollar canadien, sont portés à l'écart de conversion dans le cumul des autres éléments du résultat global et sont comptabilisés en résultat après la vente de l'établissement étranger. Les actifs et les passifs sont convertis au taux de change en vigueur à la date de clôture, et les produits et les charges le sont aux taux de change mensuels moyens.

TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

La trésorerie et les équivalents comprennent les placements à court terme dont l'échéance à l'achat est d'au plus trois mois.

TRÉSORERIE SOUMISE À RESTRICTIONS

La trésorerie et les équivalents qui, conformément à des ententes commerciales, sont soumis à des restrictions en ce qui concerne les prélèvements ou l'usage sont présentés dans le compte « Trésorerie soumise à restrictions » aux états consolidés de la situation financière.

PRÊTS ET CRÉANCES

Les billets à long terme à recevoir de sociétés affiliées sont évalués au coût après amortissement, établi selon la méthode du taux d'intérêt effectif, déduction faite de toute perte de valeur comptabilisée. Les comptes débiteurs et autres créances sont évalués au coût.

PROVISION POUR CRÉANCES DOUTEUSES

La provision pour créances douteuses est déterminée d'après l'historique de recouvrement. Lorsque nous considérons qu'il est improbable que d'autres mesures de recouvrement se révèlent fructueuses, le montant de la provision pour créances douteuses est imputé aux comptes débiteurs irrécouvrables.

DÉSÉQUILIBRES DES VOLUMES DE GAZ NATUREL

Les états de la situation financière comprennent les soldes en nature résultant de l'écart entre les volumes de gaz reçus et ceux livrés aux clients. Comme certains déséquilibres sont réglés en nature, les variations des soldes n'ont pas d'incidence sur nos états consolidés des résultats ou nos états consolidés des flux de trésorerie. La majeure partie des volumes de gaz naturel qui nous sont dus ou que nous devons sont évalués selon les indices de marché du gaz naturel à la date de clôture.

STOCKS

Les stocks comprennent du gaz naturel en stockage détenu par Enbridge Gas et du pétrole brut et du gaz naturel détenus essentiellement par des entreprises de services énergétiques du secteur Services énergétiques. Le gaz naturel en stockage détenu par Enbridge Gas est inscrit aux prix trimestriels approuvés par la CÉO dans le cadre de la détermination des tarifs de distribution. Le coût réel du gaz acheté peut différer du prix approuvé par la CÉO. La différence entre le prix approuvé et le coût réel du gaz acheté est reportée en tant que passif devant faire l'objet d'un remboursement futur ou en tant qu'actif visé par un recouvrement, selon les modalités approuvées par la CÉO. Les stocks d'autres marchandises sont comptabilisés au coût, déterminé selon la méthode du coût moyen pondéré, ou à la valeur de marché si celle-ci est inférieure. À leur sortie, les autres marchandises sont comptabilisées dans le compte « Coûts des marchandises » aux états consolidés des résultats, en fonction du coût moyen pondéré des stocks, compte tenu de tout ajustement comptabilisé afin de ramener les stocks à leur valeur de marché.

IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations sont comptabilisées au coût historique. Les dépenses se rapportant aux projets de construction et d'expansion, aux grands travaux de rénovation et aux améliorations sont capitalisées. Les frais d'entretien et de réparation sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Les dépenses se rapportant au développement d'un projet sont capitalisées si elles sont censées rapporter un avantage futur. Nous capitalisons les intérêts engagés pendant la construction d'actifs à tarifs non réglementés. Pour les actifs à tarifs réglementés, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction est portée au coût des immobilisations corporelles et amortie sur les périodes futures comme une composante du coût total de l'actif en question. La provision pour les fonds utilisés pendant la construction comprend une composante intérêts et, si elle est approuvée par l'organisme de réglementation, une composante coût des capitaux propres.

La société utilise deux méthodes d'amortissement principales. L'amortissement des actifs distincts est généralement calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie utile estimative de ces actifs dès leur mise en service. Pour les groupes d'actifs fortement homogènes dont la durée de vie utile est comparable, la méthode de comptabilisation de mise en commun des immobilisations corporelles est appliquée, selon laquelle les actifs similaires sont regroupés et amortis comme

un seul groupe. Lorsque les actifs d'un groupe sont mis hors service ou autrement cédés, les gains et les pertes ne sont habituellement pas pris en compte dans le résultat, mais ils sont comptabilisés à titre d'ajustement de l'amortissement cumulé.

MONTANTS REPORTÉS ET AUTRES ACTIFS

Les montants reportés et autres actifs comprennent principalement les coûts dont le recouvrement au moyen de tarifs futurs a été ou sera probablement autorisé par les organismes de réglementation. Ces coûts comprennent les impôts reportés, les créances en vertu de contrats de livraison à long terme, les instruments financiers dérivés et les gains et pertes actuariels attribuables aux régimes de retraite à prestations déterminées.

ACTIFS INCORPORELS

Les actifs incorporels sont principalement constitués de certains coûts liés aux logiciels, de relations avec la clientèle et de quotas d'émission. Nous capitalisons les coûts engagés au stade du développement des applications des projets logiciels à usage interne. Les relations avec la clientèle représentent les relations qui sous-tendent les ententes à long terme conclues avec les clients et sont capitalisées au moment de l'acquisition. Du 1^{er} janvier 2017 au 3 juillet 2018, inclusivement, des quotas d'émission, qui sont comptabilisés au coût initial, ont été acquis afin de respecter les obligations de conformité relatives aux gaz à effet de serre. Les actifs incorporels sont en général amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée prévue, à partir du moment où ces actifs sont prêts à être utilisés, à l'exception des quotas d'émission, lesquels ne sont pas amortis puisqu'ils seront utilisés pour répondre aux obligations de conformité à mesure qu'elles deviendront exigibles.

ÉCART D'ACQUISITION

Dans le cadre d'une acquisition d'entreprise, l'écart d'acquisition correspond à l'excédent du coût d'acquisition sur la juste valeur des actifs nets identifiables acquis. La valeur comptable de l'écart d'acquisition, qui n'est pas amortie, fait l'objet d'un test de dépréciation annuellement, ou plus souvent s'il survient des événements ou des changements de circonstances qui indiquent que la valeur comptable de l'écart d'acquisition peut s'être dépréciée. Nous réalisons notre examen annuel du solde de l'écart d'acquisition le 1^{er} avril.

Nous soumettons l'écart d'acquisition à un test de dépréciation annuel au niveau des unités d'exploitation, que nous définissons en déterminant si les composantes de nos secteurs d'exploitation constituent une entreprise pour laquelle des informations financières distinctes sont disponibles, peu importe que la direction du secteur examine régulièrement les résultats d'exploitation liés à ces composantes et peu importe que les caractéristiques économiques et réglementaires soient similaires.

Nous avons l'option d'évaluer en premier lieu des facteurs qualitatifs pour déterminer s'il y a lieu de soumettre l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif. Dans le cadre de l'évaluation qualitative, nous déterminons les facteurs permettant d'établir la juste valeur pour chaque unité d'exploitation et déterminons si les événements et circonstances pertinents ont eu une incidence positive ou négative sur ces facteurs depuis la dernière évaluation de la juste valeur. Notre évaluation comprend notamment l'évaluation des tendances macroéconomiques, des contextes réglementaires, de l'accessibilité au capital, des tendances touchant le bénéfice d'exploitation ainsi que de la conjoncture du secteur. En nous fondant sur notre évaluation des facteurs qualitatifs, si nous déterminons qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur d'une unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable, nous procédons à un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition.

Ce test consiste à déterminer la juste valeur de nos unités d'exploitation et à comparer ces justes valeurs à la valeur comptable de chaque unité d'exploitation. Si la valeur comptable d'une unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition qui lui est attribué, dépasse sa juste valeur, la perte de valeur de l'écart d'acquisition correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'unité d'exploitation sur la juste valeur. Ce montant ne doit pas être supérieur à la valeur comptable de l'écart d'acquisition. La juste valeur des unités d'exploitation est estimée en combinant des techniques reposant sur un modèle de flux de trésorerie actualisés et sur des multiples de capitalisation. La détermination de la juste valeur au moyen du modèle de flux de trésorerie actualisés nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses liées aux taux d'actualisation, au bénéfice d'exploitation projeté, aux taux de croissance finaux, aux dépenses en

immobilisations et aux niveaux du fonds de roulement. Les projections de flux de trésorerie tiennent compte des hypothèses et des jugements importants relatifs au taux de croissance des produits et aux dépenses en immobilisations futures prévues. La détermination de la juste valeur au moyen de multiples de capitalisation nécessite la formulation d'hypothèses relativement aux bénéfices prévisibles et aux multiples de capitalisation des unités d'exploitation.

La répartition de l'écart d'acquisition aux entreprises détenues en vue de la vente et aux entreprises cédées est fondée sur la juste valeur relative des entreprises qui composent l'unité d'exploitation.

DÉPRÉCIATION

Nous examinons la valeur comptable de nos actifs à long terme lorsque des événements ou des changements de circonstances le justifient. S'il est établi que la valeur comptable d'un actif dépasse les flux de trésorerie non actualisés prévus, nous calculons la juste valeur en fonction des flux de trésorerie actualisés et déprécions les actifs d'un montant correspondant à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur.

En ce qui a trait aux placements dans des titres de créance et aux participations dans des satellites, nous déterminons à la date de clôture si des éléments probants objectifs indiquent qu'un actif financier a subi une dépréciation. Pour ce faire, nous effectuons une analyse quantitative et qualitative des facteurs qui influent sur le placement. Lorsque les éléments probants indiquent une dépréciation, nous évaluons les flux de trésorerie actualisés prévus au moyen de données observables sur le marché et déterminons si la perte de valeur est durable. Le cas échéant, une perte de valeur est comptabilisée dans les résultats, une réduction compensatoire étant imputée à la valeur comptable de l'actif.

En ce qui a trait aux autres actifs financiers, nous les soumettons à un test de dépréciation lorsque le recouvrement en temps opportun n'est plus raisonnablement assuré. Lorsqu'un élément probant indique une dépréciation, nous ramenons la valeur de l'actif financier à sa valeur de réalisation estimative, établie selon la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs prévus.

OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Les OMHS qui ont trait à la mise hors service d'actifs à long terme sont évaluées à la juste valeur et comptabilisées aux postes « Comptes créditeurs et autres dettes » ou « Autres passifs à long terme » dans la période au cours de laquelle elles peuvent être déterminées raisonnablement. La juste valeur avoisine le coût qu'un tiers facturerait pour exécuter les tâches nécessaires à la mise hors service de ces immobilisations et est comptabilisée à la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus. Les OMHS sont ajoutées à la valeur comptable de l'immobilisation connexe et amorties sur la durée de vie utile de l'immobilisation. Le passif connexe augmente en raison de l'écoulement du temps, un montant correspondant à l'augmentation étant passé en charges, et ce passif diminue en fonction des frais réellement engagés pour le démantèlement et la remise en état des lieux. Les estimations de nos coûts de mise hors service peuvent varier à la suite de changements apportés aux estimations de coûts et aux exigences réglementaires.

RÉGIMES DE RETRAITE ET AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Nous offrons des régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées ainsi que des régimes d'avantages complémentaires de retraite (« ACR »), qui offrent des protections de soins médicaux, de l'assurance vie ainsi que d'autres avantages complémentaires de retraite.

L'obligation au titre des régimes à prestations déterminées et le coût net des prestations sont estimés au moyen de la méthode de répartition des prestations au prorata des services, qui tient compte des hypothèses les plus probables formulées par la direction quant à l'évolution future des niveaux de salaire, à l'augmentation d'autres coûts, à l'âge de départ à la retraite des salariés et à d'autres facteurs actuariels, notamment les taux d'actualisation et de mortalité. L'obligation au titre des ACR et le coût net des prestations sont estimés au moyen de la méthode de répartition des prestations au prorata des services en attribuant des prestations aux années de service et en tenant compte du coût des prestations projetées.

Nous utilisons les tables de mortalité publiées par la Society of Actuaries aux États-Unis (mises à jour en 2019) et les tables de l'Institut canadien des actuaires (révisées en 2014) pour évaluer l'obligation au titre des prestations constituées découlant respectivement de notre régime de retraite offert aux États-Unis (le « régime américain ») et de nos régimes de retraite offerts au Canada (les « régimes canadiens »).

Nous déterminons les taux d'actualisation en fonction des taux des obligations à long terme de qualité supérieure de sociétés dont les échéances correspondent plus ou moins au calendrier des paiements futurs prévus aux termes de chacun de nos régimes.

Les actifs des régimes de retraite et d'ACR capitalisés sont évalués à la juste valeur. Le rendement prévu des actifs des régimes de retraite et d'ACR capitalisés est déterminé au moyen de valeurs liées au marché et d'hypothèses concernant la composition des portefeuilles de placement conformes aux politiques de placement établies pour ces régimes. Les valeurs liées au marché correspondent au rendement estimatif des placements selon les moyennes historiques à long terme pour des actifs similaires.

Les gains et pertes actuariels découlent de la différence entre le taux de rendement réel et le taux de rendement prévu des actifs du régime pour la période (pour les régimes de retraite et d'ACR capitalisés) ou des changements apportés aux hypothèses actuarielles utilisées pour évaluer l'obligation au titre des prestations constituées, notamment les taux d'actualisation, les changements du nombre des effectifs et l'indexation des salaires compte tenu de l'inflation.

L'excédent de la juste valeur de l'actif d'un régime par rapport à la juste valeur de l'obligation de ce régime est comptabilisé au poste « Montants reportés et autres actifs » aux états consolidés de la situation financière. L'excédent de la juste valeur de l'obligation d'un régime par rapport à la juste valeur de l'actif de ce régime est comptabilisé aux postes « Comptes créditeurs et autres dettes » et « Autres passifs à long terme » aux états consolidés de la situation financière.

Le coût net des prestations est passé en résultat et comprend les éléments suivants :

- le coût des prestations de retraite pour services rendus au cours de l'exercice par les salariés;
- le coût financier des obligations au titre des régimes de retraite;
- le rendement prévu de l'actif des régimes (pour les régimes de retraite et d'ACR capitalisés);
- l'amortissement du coût des services passés des régimes selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur la durée résiduelle moyenne prévue de service du groupe de salariés actifs qui participent aux régimes;
- l'amortissement de l'excédent des gains et pertes actuariels nets cumulatifs non comptabilisés sur 10 % du plus élevé des obligations au titre des prestations constituées et de la juste valeur de l'actif des régimes, sur la durée résiduelle moyenne prévue de service du groupe de salariés actifs qui participent aux régimes.

Les gains et pertes actuariels nets cumulatifs non comptabilisés ainsi que le coût des services passés attribuables aux régimes de retraite à prestations déterminées pour nos entreprises autres que de services publics et aux régimes d'ACR à prestations déterminées sont présentés à titre de composante du cumul des autres éléments du résultat global aux états consolidés de la variation des capitaux propres. Tout gain ou perte actuariel non comptabilisé ainsi que les coûts des services passés et les crédits liés à ces régimes générés durant la période sont comptabilisés à titre de composante des autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts. Les gains et pertes actuariels nets cumulatifs non comptabilisés ainsi que le coût des services passés attribuables aux régimes de retraite à prestations déterminées pour nos entreprises de services publics, lesquels ont été ou devraient être autorisés par les organismes de réglementation à être recouverts à même les tarifs futurs, sont présentés à titre de composante du poste « Montants reportés et autres actifs » aux états consolidés de la situation financière.

Nos entreprises de services publics comptabilisent également des ajustements au titre de la réglementation afin de rendre compte de l'écart entre certains coûts nets des prestations pour la période à des fins comptables et ceux aux fins de tarification. Les actifs et les passifs réglementaires

compensatoires sont inscrits dans la mesure où il est probable que le coût net des prestations pour la période sera recouvré auprès des clients ou remboursé à ceux-ci, respectivement, au moyen des tarifs futurs. En l'absence d'une réglementation tarifaire, les actifs ou les passifs réglementaires ne seraient pas comptabilisés, et le coût net des prestations serait passé en résultat et dans les autres éléments du résultat global selon la méthode de la comptabilité d'exercice.

En ce qui a trait aux régimes à cotisations déterminées, les cotisations versées par Enbridge sont passées en charge dans la période au cours de laquelle elles sont versées.

RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS

Les options d'achat d'actions incitatives (« OAAI ») attribuées sont inscrites à la juste valeur. Selon la méthode de la juste valeur, la charge de rémunération est évaluée à la date de l'attribution en fonction de la juste valeur des OAAI attribuées qui est calculée selon la méthode de Black-Scholes-Merton et est comptabilisée selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la période d'acquisition des droits ou sur la période devant s'écouler jusqu'à l'admissibilité à la retraite anticipée, selon la plus courte des deux, et un montant correspondant est porté au crédit du surplus d'apport. Ce montant est ensuite viré au capital-actions à l'exercice des options.

Les droits rattachés aux unités d'actions fondées sur le rendement (« UAFR ») et aux unités d'actions restreintes (« UAR ») sont réglés en trésorerie, ce passif étant réévalué à chaque période. Les droits visant les UAFR sont acquis après trois ans et ceux visant les UAR le sont après 35 mois. Pendant le délai d'acquisition, une charge de rémunération est comptabilisée en fonction du nombre d'unités en circulation et du cours des actions d'Enbridge, et un montant compensatoire est porté au poste « Comptes créditeurs et autres dettes » ou « Autres passifs à long terme ». La valeur des UAFR est également fonction de notre rendement par rapport aux cibles énoncées dans le régime.

ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET PASSIFS ENVIRONNEMENTAUX

Nous passons en charges ou capitalisons, selon le cas, les dépenses engagées au titre de la conformité à la réglementation en matière environnementale se rapportant à nos activités passées ou actuelles. Nous passons en charges les coûts engagés au titre des mesures de décontamination prises à l'égard des dommages environnementaux causés par des activités passées qui ne touchent pas des périodes futures en prévenant ou en éliminant la contamination ultérieure. Nous comptabilisons des passifs au titre des questions environnementales lorsque des évaluations indiquent que les mesures correctives sont probables et que les coûts peuvent faire l'objet d'une estimation raisonnable. Les estimations relatives aux passifs environnementaux se fondent sur les données disponibles, les technologies existantes et les lois et règlements en vigueur actuellement, et tiennent compte des effets probables de l'inflation et d'autres facteurs. Ces montants tiennent également compte de l'expérience en matière de décontamination des sites, de l'expérience d'autres sociétés en matière de nettoyage et des données publiées par des organismes publics. Nos estimations pourraient être modifiées au cours des périodes futures en fonction des coûts réels ou de nouvelles informations, et elles sont inscrites à leur valeur non actualisée au poste « Autres passifs à long terme » des états consolidés de la situation financière. La possibilité d'engager des frais supplémentaires liés aux passifs environnementaux existe toujours compte tenu des écarts de l'une ou de l'ensemble des catégories décrites précédemment, notamment en raison de la modification ou de la mise à jour des exigences des organismes de réglementation ou en raison des amendes et des pénalités ainsi que des dépenses associées aux litiges et au règlement des demandes d'indemnisation. Nous évaluons les recouvrements au titre de la couverture d'assurance séparément du passif et, lorsqu'un recouvrement est probable, nous comptabilisons et présentons un actif séparément du passif connexe dans les états consolidés de la situation financière.

Des passifs au titre des autres engagements et éventualités sont comptabilisés lorsque, après avoir analysé entièrement les informations auxquelles nous avons accès, nous déterminons soit qu'un actif s'est probablement déprécié, soit qu'un passif a probablement été engagé, et que le montant de la perte de valeur ou de la perte peut faire l'objet d'une estimation raisonnable. Lorsqu'une fourchette de pertes probables peut être estimée, nous comptabilisons le montant le plus probable; si aucun montant n'est plus probable que les autres, nous comptabilisons le montant minimum de la fourchette des pertes probables. Nous passons en charges les frais juridiques liés aux pertes éventuelles à mesure que ces coûts sont engagés.

3. MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Il n'y a eu aucune modification de conventions comptables au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

ADOPTION DE NOUVELLES NORMES COMPTABLES

Ententes de services infonuagiques

Le 1^{er} janvier 2019, nous avons adopté l'Accounting Standards Update (« ASU ») 2018-15 et avons appliqué cette norme prospectivement. Cette nouvelle norme a été publiée pour établir des directives sur la comptabilisation des coûts engagés pour la mise en place d'une entente de services infonuagiques considérée comme un contrat de service. Cette norme précise qu'une entité doit appliquer l'ASC 350-40 portant sur les logiciels pour usage interne pour déterminer les coûts de mise en place liés à une entente d'hébergement considérée comme un contrat de service à capitaliser et ceux à passer en charges. Par ailleurs, les modifications apportées à la mise à jour exigent que les coûts capitalisés soient amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire en général sur la durée de l'entente et présentés au même poste de l'état des résultats que les frais payés pour le service d'hébergement, en plus de préciser que les coûts capitalisés doivent être présentés au même poste de l'état de la situation financière que les frais payés d'avance liés à l'entente d'hébergement. Cette norme exige également que les classements à l'état des flux de trésorerie reflètent la même cohérence. L'adoption de cette norme n'a pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Améliorations à la comptabilité de couverture

Le 1^{er} janvier 2019, nous avons adopté l'ASU 2017-12 selon une méthode rétrospective modifiée. Cette nouvelle norme a été publiée avec l'objectif de mieux aligner les activités de gestion des risques des entités et la comptabilité de couverture en résultant présentée dans les états financiers. Les modifications permettent la couverture de flux de trésorerie pour les composantes contractuellement spécifiées d'éléments financiers et non financiers. Conformément à cette nouvelle norme, il n'est plus nécessaire d'évaluer ni de comptabiliser l'inefficacité des instruments de couverture, et les variations de la juste valeur de tels instruments seront comptabilisées dans le même poste de l'état des résultats que l'élément couvert. L'adoption de cette mise à jour comptable n'a pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

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

Le 1^{er} janvier 2019, nous avons adopté l'ASU 2017-08 selon une méthode rétrospective modifiée. Cette nouvelle norme a été publiée dans le but de ramener la période d'amortissement à la première date de rachat pour certains titres de créance à prime remboursables par anticipation. L'adoption de cette mise à jour comptable n'a pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Comptabilisation des contrats de location

Le 1^{er} janvier 2019, nous avons adopté l'ASU 2016-02 *Leases (Topic 842)* selon une méthode rétrospective modifiée.

Nous comptabilisons une entente en tant que contrat de location lorsqu'un client a le droit d'obtenir la presque totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation d'un actif ainsi que le droit de superviser l'utilisation de cet actif. Nous comptabilisons des actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives s'y rattachant à l'état de la situation financière pour les contrats de location-exploitation dont la durée est d'au moins 12 mois. Nous avons décidé de ne pas séparer les composantes non locatives des composantes locatives correspondantes de nos contrats de location à titre de preneur et de comptabiliser ces deux composantes comme une composante unique. Nous combinons les composantes locatives et les composantes non locatives d'un contrat de location-exploitation à titre de preneur si certaines conditions sont réunies. Les actifs au titre de droits d'utilisation font l'objet d'un test de dépréciation selon la même méthode que celle utilisée pour les autres actifs à long terme, qui est décrite à la rubrique « Dépréciation » de la *note 2 – Principales conventions comptables* des états financiers consolidés annuels.

Les obligations locatives et les actifs au titre de droits d'utilisation requièrent l'exercice du jugement et l'application d'estimations pour déterminer la durée du contrat de location, les taux d'actualisation appropriés, le fait qu'une entente constitue ou non un contrat de location, l'existence ou l'absence d'indices de dépréciation des actifs au titre de droits d'utilisation et la nécessité ou non de regrouper les actifs au titre de droits d'utilisation avec d'autres actifs à long terme aux fins du test de dépréciation.

Lors de l'adoption du Topic 842, nous avons choisi d'appliquer l'ensemble des mesures pratiques de transition permises conformément aux lignes directrices de transition. Le choix d'adopter l'ensemble des mesures pratiques permet à une entité, au cours de l'exercice d'adoption, de ne pas appliquer la nouvelle norme visant les contrats de location pour les périodes correspondantes de l'exercice précédent. Lorsqu'elles appliquent l'ensemble des mesures pratiques, les entités ne sont pas tenues de réévaluer tout contrat échu ou en vigueur afin de déterminer s'il s'agit d'un contrat de location conformément à la nouvelle directive, si de tels contrats doivent être classés à titre de contrats de location et si les coûts directs initiaux capitalisés conformément aux règles actuelles continuent de respecter la définition de coûts directs initiaux conformément à la nouvelle directive. Nous avons également choisi d'appliquer les mesures pratiques de transition relatives aux servitudes foncières, de manière à reporter le traitement comptable des servitudes foncières liées à des ententes entrées en vigueur avant le 1^{er} janvier 2019.

Le 1^{er} janvier 2019, des actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives correspondantes de 771 M\$ ont été comptabilisés relativement à l'adoption du Topic 842, montant auquel s'ajoute le passif préexistant de 85 M\$ se rapportant à des contrats de location-exploitation dont les actifs loués ne sont plus utilisés, pour un total de 856 M\$ au titre des obligations locatives au 1^{er} janvier 2019. Toutes les obligations locatives ont été évaluées au moyen d'un taux d'actualisation pondéré moyen de 4,32 %. L'adoption de cette norme n'a eu aucune incidence sur les états consolidés des résultats et du résultat global, des variations des capitaux propres et des flux de trésorerie de l'exercice à l'étude.

Amélioration des directives portant sur les apparentés d'entités à détenteurs de droits variables

Nous avons adopté l'ASU 2018-17 de façon rétrospective en date du 30 septembre 2019. Cette nouvelle norme a été publiée afin d'améliorer les directives portant sur les apparentés au moment de déterminer si les honoraires versés aux décideurs et aux fournisseurs de services (les « honoraires versés aux décideurs ») constituent des droits variables. Selon les nouvelles directives, au moment de déterminer si les honoraires versés aux décideurs constituent des droits variables, les entités présentant l'information financière doivent tenir compte des droits indirects détenus par l'intermédiaire d'apparentés dans des entreprises sous contrôle commun sur une base proportionnelle plutôt que comme l'équivalent d'une participation directe intégrale. L'adoption de cette norme n'a pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

FUTURES MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES

Comptabilisation des impôts

L'ASU 2019-12 a été publiée en décembre 2019 dans le but de simplifier la comptabilisation des impôts. La mise à jour comptable élimine certaines exceptions aux principes généraux énoncés dans l'ASC 740 et apporte plus de simplicité en clarifiant et en modifiant les directives actuelles. L'ASU 2019-12 entre en vigueur le 1^{er} janvier 2021, et son adoption anticipée est permise. Nous évaluons actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur nos états financiers consolidés.

Clarification de l'interaction entre les accords collaboratifs et les produits découlant de contrats conclus avec des clients

L'ASU 2018-18 a été publiée en novembre 2018 afin d'apporter des précisions sur les circonstances dans lesquelles les transactions réalisées entre des entités ayant conclu des accords collaboratifs doivent être comptabilisées selon la nouvelle norme ASC 606 sur la comptabilisation des produits. Pour aider à déterminer si les transactions réalisées dans le cadre d'accords collaboratifs doivent être comptabilisées selon la norme portant sur les produits, la mise à jour précise que les entités doivent appliquer les directives s'appliquant aux unités de comptabilisation afin d'identifier les biens ou les services distincts et de déterminer si ces biens et services sont isolables des autres engagements figurant au contrat. L'ASU 2018-18 interdit également aux entités de présenter avec les produits découlant de contrats conclus avec des clients les transactions réalisées avec un partenaire collaboratif qui n'entrent pas dans le champ d'application de la nouvelle norme sur les produits. La mise à jour comptable entre en vigueur le 1^{er} janvier 2020, et l'adoption anticipée est permise. L'adoption de la norme ASU 2018-18 ne devrait pas avoir d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Efficacité des informations à fournir

En août 2018, le Financial Accounting Standards Board a publié deux modifications de son cadre conceptuel afin d'améliorer l'efficacité des informations à fournir dans les notes aux états financiers.

L'ASU 2018-14 a été publiée en août 2018 dans le but d'améliorer les obligations d'information pour les employeurs qui sont promoteurs de régimes de retraite à prestations déterminées ou d'autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi. Ce document modifie les règles actuelles par l'ajout et la suppression de plusieurs obligations d'information et la clarification des règles sur les obligations d'information actuelles. L'ASU 2018-14 entre en vigueur le 1^{er} janvier 2021 et son adoption anticipée est permise. Nous évaluons actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur nos états financiers consolidés. L'adoption de la norme ASU 2018-14 ne devrait pas avoir d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

L'ASU 2018-13 a été publiée dans le but d'améliorer les obligations d'information sur les évaluations de la juste valeur en éliminant et modifiant certaines obligations d'information et en prévoyant l'ajout de nouvelles obligations d'information. Cette mise à jour entre en vigueur le 1^{er} janvier 2020, mais l'adoption anticipée est permise pour ce qui est des obligations d'information supprimées ou modifiées. L'adoption de la norme ASU 2018-13 ne devrait pas avoir d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Comptabilisation des pertes de crédit

L'ASU 2016-13, publiée en juin 2016, vise à fournir aux utilisateurs d'états financiers plus d'information utile quant aux pertes de crédit attendues sur les instruments financiers et autres engagements de crédit détenus par une entité comptable à chaque date de clôture. Le traitement comptable actuel fait appel à la méthode de comptabilisation des pertes subies qui reporte leur constatation jusqu'à ce qu'il soit probable qu'une perte survienne. La mise à jour prévoit l'adoption d'un nouveau modèle de perte de valeur, soit celui des pertes de crédit attendues, qui se fonde sur les pertes attendues et non sur les pertes subies. Conformément à cette nouvelle directive, une entité comptabilisera une provision correspondant à son estimation des pertes de crédit attendues, qui, selon le Financial Accounting Standards Board, se traduira par la comptabilisation en temps opportun de ces pertes.

De plus, l'ASU 2018-19 a été publiée en novembre 2018 pour préciser que les montants à recevoir au titre de contrats de location-exploitation doivent être comptabilisés selon la nouvelle norme ASC 842 s'appliquant aux contrats de location et ne font pas partie du champ d'application de la norme ASC 326 relative à la comptabilisation des pertes de crédit sur les instruments financiers. Ces deux mises à jour comptables entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2020.

Nous avons réalisé une évaluation détaillée au 31 décembre 2019, et nous ne nous attendons pas à ce que l'adoption de la norme ASU 2016-13 ait une incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

4. PRODUITS

PRODUITS DÉCOULANT DE CONTRATS CONCLUS AVEC DES CLIENTS

Principaux produits et services

Exercice clos le 31 décembre 2019 <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Oléoducs	Transport de gaz et services intermédiaires	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Services énergétiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
Produits tirés du transport	9 082	4 477	743	—	—	—	14 302
Produits tirés du stockage et autres produits	109	268	201	—	—	—	578
Produits tirés de la collecte et du traitement du gaz	—	423	—	—	—	—	423
Produits tirés de la distribution de gaz	—	—	4 210	—	—	—	4 210
Produits tirés de l'électricité et du transport	—	—	—	180	—	—	180
Ventes de marchandises	—	4	—	—	—	—	4
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	9 191	5 172	5 154	180	—	—	19 697
Ventes de marchandises	—	—	—	—	29 305	—	29 305
Autres produits ^{1, 2}	659	30	9	387	(2)	(16)	1 067
Produits intersectoriels	369	5	16	—	71	(461)	—
Total des produits	10 219	5 207	5 179	567	29 374	(477)	50 069

Exercice clos le 31 décembre 2018 <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Oléoducs	Transport de gaz et services intermédiaires	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Services énergétiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
Produits tirés du transport	8 488	3 928	875	—	—	—	13 291
Produits tirés du stockage et autres produits	101	222	196	—	—	—	519
Produits tirés de la collecte et du traitement du gaz	—	815	—	—	—	—	815
Produits tirés de la distribution de gaz	—	—	4 376	—	—	—	4 376
Produits tirés de l'électricité et du transport	—	—	—	206	—	—	206
Ventes de marchandises	—	1 590	—	—	—	—	1 590
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	8 589	6 555	5 447	206	—	—	20 797
Ventes de marchandises	—	—	—	—	26 070	—	26 070
Autres produits ^{1, 2}	(894)	6	9	361	4	25	(489)
Produits intersectoriels	384	10	14	—	154	(562)	—
Total des produits	8 079	6 571	5 470	567	26 228	(537)	46 378

1 Comprennent les gains (pertes) découlant de l'évaluation à la valeur de marché dans le cadre de notre programme de couverture.

2 Comprennent les produits tirés de contrats de location. Se reporter à la note 27 – Contrats de location.

Nous ventilons les produits entre des catégories qui représentent nos obligations de prestation principales au sein de chaque secteur d'activité, puisque ces catégories de produits représentent les principales sources des produits au sein de chaque secteur et sont par conséquent considérées comme étant l'information la plus pertinente sur les produits que la direction doit prendre en compte dans l'évaluation de la performance.

Solde des contrats

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Créances sur contrats	Actifs sous contrat	Passifs sous contrat
Solde au 31 décembre 2018	1 929	191	1 297
Solde au 31 décembre 2019	2 099	216	1 424

Les créances sur contrats représentent le montant des créances découlant de contrats conclus avec des clients.

Les actifs sous contrat représentent le montant des produits ayant été comptabilisés à titre de paiements anticipés au titre des obligations de prestation que nous avons remplies (ou partiellement remplies) et avant le moment où notre droit à la contrepartie devient inconditionnel. Les montants inscrits dans les actifs sous contrat sont virés aux comptes débiteurs lorsque notre droit à la contrepartie devient inconditionnel.

Les passifs sous contrat représentent les paiements reçus au titre des obligations de prestation qui n'ont pas été remplies. Les passifs sous contrat visent principalement les droits de rattrapage et les produits reportés. Les produits comptabilisés pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 inclus dans les passifs sous contrat au début de la période s'établissent à 185 M\$. Les augmentations des passifs sous contrat provenant de sommes reçues, déduction faite des montants constatés dans les produits pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, se sont établies à 358 M\$. Les produits comptabilisés pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 inclus dans les passifs sous contrat au début de la période s'établissaient à 183 M\$. Les augmentations des passifs sous contrat provenant des sommes reçues, déduction faite des montants constatés dans les produits pour de l'exercice clos le 31 décembre 2018, ont été de 449 M\$.

Obligations de prestation

Secteur	Nature de l'obligation de prestation
Oléoducs	<ul style="list-style-type: none"> Transport et stockage de pétrole brut et de LGN
Transport de gaz et services intermédiaires	<ul style="list-style-type: none"> Transport, stockage, collecte, compression et traitement de gaz naturel Transport de LGN Vente de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN
Distribution et stockage de gaz	<ul style="list-style-type: none"> Approvisionnement et livraison de gaz naturel Transport de gaz naturel Stockage de gaz naturel
Production d'énergie renouvelable	<ul style="list-style-type: none"> Production et transport d'électricité Livraison d'électricité depuis des installations de production d'énergie renouvelable

Il n'y a eu, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, aucuns produits significatifs comptabilisés au titre d'obligations de prestation remplies au cours de périodes antérieures.

Modalités de paiement

Les paiements sont reçus mensuellement des clients ayant conclu des contrats à long terme de transport, de ventes de marchandises ainsi que de collecte et de traitement de gaz. Les paiements des clients du secteur Distribution et stockage de gaz sont reçus sur une base continue en fonction de cycles de facturation préétablis.

Aux termes de certains contrats de l'entreprise extracôtière aux États-Unis, nous recevons une série de paiements mensuels fixes (« PMF ») sur une période donnée inférieure à la période au cours de laquelle les obligations de prestation sont remplies. Ainsi, une tranche des PMF est comptabilisée en tant que passif sous contrat. Les PMF ne sont pas considérés comme une entente de financement, puisque les paiements sont échelonnés de manière à coïncider avec les profils de production des champs pétroliers et gaziers extracôtiers, qui génèrent des produits supérieurs au cours des premières années de leur durée de vie productive.

Comptabilisation des produits découlant d'obligations de prestation non remplies

Les produits découlant des obligations de prestation qui devraient être remplies au cours de périodes futures totalisent 65,8 G\$, dont un montant de 7,1 G\$ devrait être comptabilisé à ce titre au cours de l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2020.

Les produits exclus des montants susmentionnés fondés sur les exemptions facultatives aux termes de l'ASC 606, comme il est expliqué ci-dessous, représentent une partie significative du total de nos produits et des produits découlant de contrats conclus avec des clients. Certains produits, tels que les coûts d'exploitation imputés aux expéditeurs, sont comptabilisés au montant auquel nous avons le droit de facturer à nos clients et sont exclus du montant des produits qui seront ultérieurement comptabilisés relativement aux obligations de prestation non remplies susmentionnées. La contrepartie variable est exclue des montants précités compte tenu de l'incertitude de contrepartie connexe, qui se dissipe généralement lorsque les volumes et les prix réels sont déterminés. À titre d'exemple, nous considérons les produits tirés du service de transport avec droit d'interruption comme étant des produits variables puisqu'il n'est pas possible d'estimer le volume. De plus, les montants précités ne tiennent pas compte de l'incidence de l'indexation de certains droits en fonction de l'inflation aux termes des contrats, puisqu'il n'est pas possible d'estimer les taux d'inflation futurs avec exactitude. Les produits attribuables à des périodes se prolongeant au-delà de la durée de l'entente tarifaire en vigueur pour les contrats réglementés aux termes desquels les droits sont périodiquement ajustés par l'organisme de réglementation sont exclus des montants susmentionnés puisque les droits futurs ne sont pas connus. Enfin, les produits découlant de contrats conclus avec des clients assortis d'une durée prévue initiale d'un an ou moins sont exclus des montants susmentionnés.

JUGEMENTS SIGNIFICATIFS EXERCÉS DANS LA COMPTABILISATION DES PRODUITS

Contrats de transport à long terme

Dans le cas des contrats de transport à long terme, les jugements significatifs visent la période pour laquelle les produits sont constatés et le fait de savoir si le contrat confère des droits de rattrapage aux expéditeurs. Les produits de transport tirés des contrats de service garanti sont constatés au prorata sur la période contractuelle. Les produits de transport tirés des contrats de service interruptible ou fondé sur le volume sont constatés lorsque les services sont rendus.

Estimation de la contrepartie variable

Les produits tirés d'ententes fondées sur une contrepartie variable ne sont constatés que lorsqu'il est probable que la contrepassation d'un montant significatif des produits cumulatifs comptabilisés n'aura pas lieu lorsque l'incertitude liée à la contrepartie variable se dissipera ultérieurement. Les incertitudes liées à la contrepartie variable visent principalement les différences entre les volumes et les prix estimatifs et réels. Les incertitudes sont levées chaque mois lorsque les volumes réels sont vendus ou transportés et lorsque les droits et les prix réels sont déterminés.

Comptabilisation et évaluation des produits

Exercice clos le 31 décembre 2019	Oléoducs	Transport de gaz et services intermédiaires	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Services énergétiques	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Produits tirés des produits transférés à un moment précis	—	4	65	—	—	69
Produits tirés des produits et services transférés progressivement ¹	9 191	5 168	5 089	180	—	19 628
Total des produits découlant de contrats conclus avec des clients	9 191	5 172	5 154	180	—	19 697

¹ Produits tirés du transport de pétrole brut et de gaz naturel par pipelines, du stockage, de la collecte, de la compression et du traitement de gaz naturel, de la distribution de gaz naturel, des services de stockage de gaz naturel et des ventes d'électricité.

Exercice clos le 31 décembre 2018	Oléoducs	Transport de gaz et services intermédiaires	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Services énergétiques	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Produits tirés des produits transférés à un moment précis ¹	—	1 590	68	—	—	1 658
Produits tirés des produits et services transférés progressivement ²	8 589	4 965	5 379	206	—	19 139
Total des produits découlant de contrats conclus avec des clients	8 589	6 555	5 447	206	—	20 797

1 *Produits tirés des ventes de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN. Produits tirés de la vente de marchandises lorsque les marchandises vendues qui ne sont pas immédiatement consommées avant leur utilisation sont comptabilisées au moment précis où le volume de marchandises contractuellement spécifié a été livré.*

2 *Produits tirés du transport de pétrole brut et de gaz naturel par pipelines, du stockage, de la collecte, de la compression et du traitement de gaz naturel, de la distribution de gaz naturel, des services de stockage de gaz naturel et des ventes d'électricité.*

Obligations de performance remplies à un moment précis

Les produits tirés de la vente de marchandises lorsque les marchandises vendues ne sont pas immédiatement consommées avant leur utilisation sont comptabilisés à un moment précis lorsque le volume de marchandises contractuellement spécifié a été livré et le contrôle des marchandises est transféré au client au moment de la livraison.

Obligations de prestation remplies progressivement

Dans le cas des ententes prévoyant le transport et la vente de produits pétroliers et de gaz naturel selon lesquelles les services de transport ou les marchandises sont simultanément reçus et consommés par l'expéditeur ou le client, nous constatons les produits progressivement au moyen d'une méthode de sortie en fonction des volumes de marchandises livrés ou transportés. La mesure des volumes transportés ou livrés correspond directement aux avantages reçus par les expéditeurs ou les clients au cours de cette période.

Détermination des prix de transaction

Les prix des services de traitement et de transport de gaz sont déterminés en fonction du coût en capital des installations, des pipelines et des infrastructures connexes requises pour fournir de tels services, majoré d'un taux de rendement sur le capital investi établi par voie de négociations avec les clients ou des processus réglementaires pour les activités assujetties à la réglementation des tarifs.

Les prix des marchandises vendues sont déterminés par référence aux indices de prix du marché majorés ou diminués d'un écart de prix négocié et, dans certains cas, de droits de commercialisation.

Les prix du gaz naturel vendu et des services de distribution fournis par des entreprises de distribution de gaz naturel réglementées sont prescrits par règlement.

5. INFORMATIONS SECTORIELLES

Les informations sectorielles des exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017 s'établissent comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2019	Oléoducs	Transport de gaz et services intermédiaires	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Services énergétiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Produits	10 219	5 207	5 179	567	29 374	(477)	50 069
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(29)	—	(2 354)	(2)	(29 091)	472	(31 004)
Exploitation et administration	(3 298)	(2 232)	(1 149)	(189)	(44)	(79)	(6 991)
Perte de valeur d'actifs à long terme	(21)	(105)	—	(297)	—	—	(423)
Quote-part du bénéfice (de la perte) des satellites	780	682	4	31	8	(2)	1 503
Autres produits (charges)	30	(181)	67	1	3	515	435
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	7 681	3 371	1 747	111	250	429	13 589
Amortissement							(3 391)
Charge d'intérêts							(2 663)
Impôts sur les bénéfices							(1 708)
Bénéfice							5 827
Dépenses en immobilisations ¹	2 548	1 753	1 100	23	2	124	5 550
Total des immobilisations corporelles, montant net	48 783	25 268	15 622	3 658	24	368	93 723

Exercice clos le 31 décembre 2018	Oléoducs	Transport de gaz et services intermédiaires	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Services énergétiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Produits	8 079	6 571	5 470	567	26 228	(537)	46 378
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(16)	(1 481)	(2 748)	(7)	(25 689)	540	(29 401)
Exploitation et administration	(3 124)	(2 102)	(1 111)	(157)	(73)	(225)	(6 792)
Perte de valeur d'actifs à long terme	(180)	(914)	—	(4)	—	(6)	(1 104)
Perte de valeur de l'écart d'acquisition	—	(1 019)	—	—	—	—	(1 019)
Quote-part du bénéfice (de la perte) des satellites	577	930	11	(28)	18	1	1 509
Autres produits (charges)	(5)	349	89	(2)	(2)	(481)	(52)
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	5 331	2 334	1 711	369	482	(708)	9 519
Amortissement							(3 246)
Charge d'intérêts							(2 703)
Charge d'impôts sur les bénéfices							(237)
Bénéfice							3 333
Dépenses en immobilisations ¹	3 102	2 644	1 066	33	—	27	6 872
Total des immobilisations corporelles, montant net	49 214	25 601	15 148	4 335	22	220	94 540

Exercice clos le 31 décembre 2017	Oléoducs	Transport de gaz et services intermédiaires	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Services énergétiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Produits	8 913	7 067	4 992	534	23 282	(410)	44 378
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(18)	(2 834)	(2 689)	—	(23 508)	412	(28 637)
Exploitation et administration	(2 949)	(1 756)	(960)	(163)	(47)	(567)	(6 442)
Perte de valeur d'actifs à long terme	—	(4 463)	—	—	—	—	(4 463)
Perte de valeur de l'écart d'acquisition	—	(102)	—	—	—	—	(102)
Quote-part du bénéfice (de la perte) des satellites	416	653	23	6	8	(4)	1 102
Autres produits (charges)	33	166	24	(5)	2	232	452
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	6 395	(1 269)	1 390	372	(263)	(337)	6 288
Amortissement							(3 163)
Charge d'intérêts							(2 556)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices							2 697
Bénéfice							3 266
Dépenses en immobilisations ¹	2 799	4 016	1 177	321	1	108	8 422

¹ Comprendent la provision pour les fonds utilisés pendant la construction.

La base d'évaluation servant à la préparation des informations sectorielles est conforme aux principales conventions comptables (note 2).

Aucun client non affilié ne représentait plus de 10 % de nos produits attribuables à des tiers pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018, respectivement. Notre principal client non affilié représentait environ 11,8 % des produits attribuables à des tiers pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. Les produits attribuables à ce client relevaient principalement du secteur Services énergétiques.

RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE Produits¹

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Canada	19 954	19 023	18 076
États-Unis	30 115	27 355	26 302
	50 069	46 378	44 378

¹ Les produits sont fondés sur le pays d'origine du produit vendu ou du service rendu.

Immobilisations corporelles¹

31 décembre	2019	2018
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Canada	45 993	44 716
États-Unis	47 730	49 824
	93 723	94 540

¹ Les montants sont fondés sur l'endroit où les actifs sont détenus.

6. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

RÉSULTAT DE BASE

Le résultat par action ordinaire correspond au résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, divisé par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. Le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation a été réduit d'environ 6 millions d'actions au 31 décembre 2019, de 12 millions d'actions au 31 décembre 2018 et de 13 millions d'actions au 31 décembre 2017, soit notre participation moyenne pondérée dans notre propre capital-actions ordinaires, réduction découlant de notre participation croisée dans Noverco.

RÉSULTAT DILUÉ

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

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

31 décembre	2019	2018	2017
<i>(nombre d'actions ordinaires en millions)</i>			
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation	2 017	1 724	1 525
Effet dilutif des options	3	3	7
Nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation	2 020	1 727	1 532

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017, respectivement, 17,8 millions, 26,8 millions et 14,3 millions d'options sur actions à effet antidilutif à des prix d'exercice moyens pondérés respectifs de 53,56 \$, 50,38 \$ et 56,71 \$ ont été exclues du calcul du résultat dilué par action ordinaire.

7. QUESTIONS DE NATURE RÉGLEMENTAIRE

INFORMATIONS GÉNÉRALES SUR LA RÉGLEMENTATION TARIFAIRE ET SON INCIDENCE ÉCONOMIQUE

Nous comptabilisons des actifs et des passifs découlant de processus de réglementation tarifaire qui ne seraient pas comptabilisés selon les PCGR applicables aux entités non réglementées. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la *note 2 – Principales conventions comptables*.

Plusieurs de nos entreprises sont assujetties à la réglementation de divers organismes de réglementation, notamment la Régie, la CÉO et la FERC. Nous recouvrons et conservons des fonds pour couvrir les coûts futurs liés à l'abandon de tous les pipelines assujettis à la réglementation de la Régie aux termes des dispositions réglementaires de l'ICQF (*note 14*) et pour couvrir les provisions pour frais futurs d'enlèvement et de restauration des lieux approuvées par la CÉO et d'autres organismes. Les sommes que nous nous attendons à payer au titre de ces coûts futurs sont comptabilisées dans les passifs réglementaires à long terme. Nos principales entreprises réglementées et les autres incidences de la réglementation sur le traitement comptable sont décrites ci-après.

Oléoducs

Réseau principal au Canada

Le réseau principal au Canada, assujetti à la réglementation de la Régie, comprend le tronçon canadien du réseau principal. Les droits (exclusion faite des canalisations 8 et 9) sont actuellement régis par une ETC d'une durée de 10 ans, qui fixe des DLC pour tous les volumes expédiés au moyen du réseau principal au Canada ainsi qu'un TIC s'appliquant aux volumes prenant origine à des points de réception dans l'Ouest canadien et aboutissant à des points du réseau de Lakehead d'Enbridge et du réseau principal au Canada en aval du réseau de Lakehead. L'ETC a été conclue avec les expéditeurs conformément aux directives de la Régie, a été approuvée par cette dernière en juin 2011 et est entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2011. Conformément à l'ETC, un actif réglementaire a été comptabilisé pour compenser les impôts reportés, le recouvrement ultérieur étant permis en vertu d'une ordonnance de la Régie qui régit le traitement fiscal correspondant. Aucun autre actif ou passif réglementaire important n'a été constaté aux termes de l'ETC.

Pipeline Southern Lights

Le tronçon américain du pipeline Southern Lights est réglementé par la FERC, tandis que le tronçon canadien du pipeline Southern Lights l'est par la Régie. Les expéditeurs qui utilisent le pipeline Southern Lights sont liés par des contrats de transport à long terme, aux termes desquels les droits sont calculés en fonction du coût du service. Des ajustements des droits sont demandés une fois l'an aux organismes de réglementation, ce qui permet de recouvrer les charges d'exploitation et les coûts de financement par emprunt admissibles ainsi que d'obtenir un rendement des capitaux propres après impôts établi à 10 %.

Transport de gaz et services intermédiaires

BC Pipeline et BC Field Services

Jusqu'au 31 décembre 2019, notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires en Colombie-Britannique comprenait BC Pipeline et BC Field Services. BC Pipeline et BC Field Services offrent respectivement des services de transport de gaz naturel et des services de collecte et de traitement de gaz à l'état brut rémunérés en fonction du coût du service.

BC Pipeline est assujettie à la réglementation fondée sur le coût total des services de la Régie. Aux termes de l'actuelle structure des tarifs autorisée par la Régie pour BC Pipeline, la charge d'impôt est recouvrée à même les tarifs en fonction de l'impôt exigible à payer et ne tient pas compte de la charge d'impôt différé. Cependant, lorsqu'un impôt deviendra exigible à la suite de la résorption des différences temporaires ayant donné lieu à l'impôt différé, les tarifs seront vraisemblablement ajustés pour recouvrer cet impôt. Comme la plupart des différences temporaires ont trait aux coûts des immobilisations corporelles, ce recouvrement devrait se faire sur la durée d'utilité des actifs de BC Pipeline.

Le 31 décembre 2019, nous avons conclu la vente de notre entreprise BC Field Services à Brookfield Infrastructure Partners L.P. et ses partenaires institutionnels (« Brookfield ») (*note 8*). L'entreprise BC Field Services était réglementée par la Régie selon un cadre de réglementation assoupli. Des actifs réglementaires de 349 M\$ se rapportant à la compensation réglementaire des passifs d'impôts reportés liés à l'entreprise BC Field Services ont été décomptabilisés en raison de cette vente.

Spectra Energy Partners, LP

La plupart des services de transport et de stockage de gaz naturel de SEP sont réglementés par la FERC et peuvent également être assujettis à la réglementation d'autres organismes fédéraux, étatiques et régionaux. Les tarifs des services réglementés par la FERC sont déterminés en fonction du tarif approuvé par la FERC pour le gaz naturel, tandis que les services interétatiques et de collecte sont régis par les commissions de réglementation du gaz étatiques pertinentes.

Distribution et stockage de gaz Enbridge Gas Inc.

Les tarifs de distribution d'Enbridge Gas, entrés en vigueur au début de 2019, sont établis selon un régime de RI pour cinq ans ayant recours à un mécanisme de plafonnement des tarifs. Ce mécanisme établit de nouveaux tarifs chaque année fondés sur un tarif de base annuel indexé sur l'inflation diminué d'un facteur de productivité de 0,3 %, la mise à jour annuelle de certains coûts refacturés aux clients et, s'il y a lieu, le recouvrement d'importants investissements en capital supplémentaires discrétionnaires excédant ceux pouvant être financés par les tarifs de base. Le régime RI prévoit l'établissement et le maintien de certains comptes de report et comptes d'écart ainsi qu'un mécanisme de partage de bénéfice selon lequel Enbridge Gas est tenue de partager également avec ses clients tout bénéfice supérieur à 150 points de base en sus du taux prévu de rendement des capitaux propres approuvé par la CÉO.

INCIDENCE SUR LES ÉTATS FINANCIERS

La comptabilité des activités à tarifs réglementés a donné lieu à la comptabilisation, aux états consolidés de la situation financière, des principaux actifs et passifs réglementaires indiqués ci-après.

31 décembre	Fin de la période de recouvrement/ remboursement	2019	2018
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Actifs (passifs) réglementaires, montant net			
Oléoducs			
Impôts reportés ¹	Dates diverses	1 767	1 673
Reports de droits	Dates diverses	(25)	(28)
Impôts sur les bénéficiaires pouvant être recouverts	Jusqu'en 2040	24	27
Coûts futurs liés à l'abandon des pipelines ²	Dates diverses	(293)	(201)
Autres montants reportés	Dates diverses	32	—
Transport de gaz et services intermédiaires			
Impôts reportés ¹	Dates diverses	511	826
Passif réglementaire lié à l'impôt ³	Dates diverses	(866)	(912)
Dette à long terme ⁴	Dates diverses	108	124
Coûts futurs liés à l'abandon des pipelines ²	Dates diverses	(159)	(111)
Autres	Dates diverses	215	205
Distribution et stockage de gaz			
Impôts reportés ¹	Dates diverses	1 273	1 132
Écart du coût du gaz acheté	2020	(19)	197
Régimes de retraite et d'ACR	Dates diverses	275	118
Provisions pour frais futurs d'enlèvement et de restauration des lieux ⁵	Dates diverses	(1 424)	(1 107)
Programme fédéral de tarification du carbone	2020	145	—
Dette à long terme ⁴	Dates diverses	362	387
Pourcentage de récupération net en dollars constants	2018	—	6
Autres	Dates diverses	88	(4)

¹ Le solde d'impôts reportés représente la compensation réglementaire des passifs d'impôts reportés, dans la mesure où il est prévu qu'ils soient inclus dans les tarifs futurs approuvés par l'organisme de réglementation aux fins de recouvrement ultérieur auprès des clients. La période de recouvrement dépend de la résorption future des écarts temporaires. Si les tarifs n'étaient pas réglementés, le solde réglementaire et l'incidence correspondante sur le bénéfice ne seraient pas comptabilisés.

² Le passif au titre des coûts futurs liés à l'abandon des pipelines est attribuable à des montants perçus et mis de côté conformément à l'ICQF de la Régie visant à couvrir les coûts futurs de cessation d'exploitation de pipelines au Canada assujettis à la réglementation de la Régie. Les fonds perçus sont inclus au poste « Placements à long terme soumis à restrictions » (note 14). Parallèlement, nous comptabilisons les coûts futurs de cessation d'exploitation en tant que passif réglementaire. Ce solde sera réglé au fur et à mesure que les coûts futurs de cessation d'exploitation de pipelines seront engagés.

- 3 Se rapporte à l'établissement d'un passif réglementaire découlant de l'adoption de la loi sur la réforme fiscale américaine le 22 décembre 2017.
- 4 Le solde de la dette représente la compensation réglementaire réalisée par la société des ajustements de juste valeur par rapport à la dette découlant de la fusion avec Spectra Energy. Cette compensation est considérée comme un remplacement des actifs réglementaires qui seraient comptabilisés advenant qu'une telle dette soit éteinte à un montant supérieur à sa valeur comptable.
- 5 Les provisions pour frais futurs d'enlèvement et de restauration des lieux sont constituées des montants que nous prélevons auprès des clients, avec l'approbation de la CÉO, afin de financer les coûts futurs d'enlèvement et de restauration des lieux se rapportant aux immobilisations corporelles. Ces frais sont perçus dans le cadre de la dotation à l'amortissement des immobilisations corporelles qui est inscrite dans les tarifs. Le solde représente le montant prélevé par la société auprès des clients, déduction faite des coûts réellement engagés au titre de l'enlèvement et de la restauration des lieux. Ce solde sera réglé au fil du temps, à mesure que les coûts d'enlèvement et de restauration des lieux seront engagés. Si la comptabilité relative aux activités à tarifs réglementés n'était pas appliquée, les coûts engagés au titre de l'enlèvement et de la restauration des lieux seraient imputés aux résultats de l'exercice au cours duquel ils sont engagés, et les montants prélevés antérieurement seraient comptabilisés dans les produits.

AUTRES ÉLÉMENTS TOUCHÉS PAR LA RÉGLEMENTATION TARIFAIRE

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction et autres coûts capitalisés

La méthode de comptabilisation de mise en commun prescrite par certains organismes de réglementation ne permet pas de déterminer la valeur comptable de la composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction ni ses effets sur l'amortissement. De même, il n'est pas possible de déterminer ou de quantifier les gains et les pertes attribuables à la mise hors service de certaines immobilisations corporelles d'un exercice.

Capitalisation des charges d'exploitation

Certaines sociétés capitalisent, comme les y autorisent les organismes de réglementation, un pourcentage de certaines charges d'exploitation précisées. Ces sociétés ont le droit d'amortir les charges ainsi capitalisées et de tirer un rendement de leur valeur comptable nette dans des exercices ultérieurs. En l'absence de réglementation tarifaire, une partie de ces charges d'exploitation serait passée en résultat dans l'exercice au cours duquel elles sont engagées.

8. ACQUISITIONS ET CESSIONS

ACQUISITIONS

Spectra Energy Corp

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

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

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

L'opération de fusion a été comptabilisée comme regroupement d'entreprises suivant la méthode de l'acquisition prescrite par l'Accounting Standards Codification (« ASC ») 805 sur les regroupements d'entreprises. Les immobilisations corporelles et les actifs incorporels acquis et les passifs pris en charge ont été comptabilisés à leurs justes valeurs estimatives à la date de l'acquisition.

La répartition du prix d'achat a été achevée en date du 31 décembre 2017, de concert avec la répartition de l'écart d'acquisition entre les unités d'exploitation (*note 16*). Nos unités d'exploitation correspondent à nos secteurs isolables, sauf en ce qui concerne l'ancien secteur Transport de gaz et services intermédiaires, qui était composé de deux unités d'exploitation, soit transport de gaz et services intermédiaires liés au gaz naturel.

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

27 février	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
Juste valeur des actifs nets acquis :	
Actif à court terme a)	2 432
Immobilisations corporelles, montant net b)	33 555
Placements à long terme soumis à restrictions	144
Placements à long terme c)	5 000
Montants reportés et autres actifs d)	2 390
Actifs incorporels, montant net e)	1 288
Passif à court terme a)	(3 982)
Dette à long terme d)	(21 444)
Autres passifs à long terme	(1 983)
Impôts reportés b)	(7 670)
Participations ne donnant pas le contrôle f)	(8 877)
	853
Écart d'acquisition g)	36 656
	37 509
Prix d'achat :	
Actions ordinaires	37 429
Trésorerie	3
Juste valeur des attributions de rémunération à base d'actions en circulation gagnées comptabilisée dans le surplus d'apport	77
	37 509

- a) Les comptes débiteurs sont composés principalement des créances clients et du solde du déséquilibre concernant le gaz naturel. Ainsi, la juste valeur des comptes débiteurs correspond environ à la valeur comptable nette de 1 174 M\$. Le montant brut dû de 1 190 M\$, dont une tranche de 16 M\$ ne devrait pas être recouvrée, est compris dans l'actif à court terme.

Au cours du quatrième trimestre de 2017, nous avons identifié certaines transactions qui n'avaient pas été prises en compte dans la répartition du prix d'achat. En conséquence, des montants de 67 M\$ et de 548 M\$ ont respectivement été ajoutés à l'actif à court terme et au passif à court terme, et la dette à long terme a été réduite de 481 M\$.

- b) Nous avons appliqué les méthodologies d'évaluation décrites dans l'ASC 820 sur l'évaluation de la juste valeur et les informations à fournir, pour évaluer les immobilisations corporelles achetées. La juste valeur des immobilisations corporelles à tarifs réglementés de Spectra Energy a été établie du point de vue d'un participant au marché, à savoir selon leur valeur comptable. La juste valeur des immobilisations corporelles à tarifs non réglementés a été déterminée principalement à l'aide de variantes de l'approche bénéfiques, qui est fondée sur la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs après impôts attribuables à chaque actif à tarifs non réglementés. Certaines des hypothèses les plus importantes inhérentes à la détermination des valeurs, du point de vue d'un participant au marché, sont notamment le montant et le moment des flux de trésorerie futurs prévisionnels (y compris les produits et la rentabilité), le taux d'escompte choisi pour évaluer les risques inhérents aux flux de trésorerie futurs, l'évaluation du cycle de vie de l'actif, les tendances concurrentielles touchant l'actif et le roulement de la clientèle.

Au cours du troisième trimestre de 2017, les conventions d'emprise de Spectra Energy ont été reclassées, passant d'actifs incorporels à immobilisations corporelles, afin d'en rendre la présentation conforme à la convention comptable de la société sur les emprises. La répartition du prix d'achat mentionnée plus haut tient compte de ce reclassement, d'un montant de 830 M\$ au 27 février 2017. Ce reclassement n'a entraîné aucun changement à la période d'amortissement des conventions d'emprise.

Au cours du quatrième trimestre de 2017, nous avons achevé l'évaluation de la juste valeur de BC Pipeline & Field Services, laquelle s'est soldée par une réduction des immobilisations corporelles de 1 955 M\$ et des passifs d'impôts reportés de 661 M\$ au 27 février 2017.

- c) Les investissements à long terme représentent la participation de 50 % de Spectra Energy dans DCP Midstream, Gulfstream Natural Gas System, L.L.C., NEXUS Gas Transmission, LLC (« NEXUS »), Steckman Ridge LP, Islander East Pipeline Company L.L.C. et Southeast Supply Header L.L.C., et de 20 % dans PennEast Pipeline Company, LLC (« PennEast »). La juste valeur de ces investissements a été déterminée au moyen de l'approche bénéfices.
- d) La juste valeur de la dette à long terme a été déterminée en fonction des taux d'intérêt sous-jacents actuels offerts par le gouvernement du Canada et par le Trésor américain sur les obligations correspondantes de même qu'en fonction d'un écart de crédit implicite fondé sur les conditions actuelles du marché, ce qui a donné lieu à une hausse de 1,5 G\$ de la valeur comptable de la dette. L'ajustement de la juste valeur de la dette à long terme liée aux entités à tarifs réglementés d'un montant de 629 M\$ entraîne également une compensation réglementaire au poste « Montants reportés et autres actifs » des états consolidés de la situation financière.

Au cours du quatrième trimestre de 2017, les montants reportés et autres actifs ont diminué de 530 M\$ au 27 février 2017 en raison de l'achèvement de l'évaluation de la juste valeur de BC Pipeline & Field Services, tel qu'il est indiqué en b) ci-dessus.

Également au cours du quatrième trimestre de 2017, nous avons identifié certaines transactions qui n'avaient pas été prises en compte dans la répartition du prix d'achat. En conséquence, la dette à long terme a été réduite de 481 M\$, comme il a été mentionné en a) ci-dessus.

- e) Les actifs incorporels sont principalement les relations avec la clientèle dans les activités non réglementées, représentant la relation sous-jacente née des ententes à long terme avec les clients capitalisées au moment de l'acquisition, qui sont déterminées au moyen de l'approche bénéfices. Les actifs incorporels sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée prévue.

Au cours du troisième trimestre de 2017, les actifs incorporels avaient diminué de 830 M\$ au 27 février 2017 en raison du reclassement des immobilisations corporelles, tel qu'il est indiqué en b) ci-dessus.

Le tableau ci-après présente la juste valeur des actifs incorporels acquis dans le cadre de l'opération de fusion, par grandes catégories d'actifs.

27 février 2017	Taux d'amortissement moyen pondéré	Juste valeur
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Relations avec la clientèle ¹	3,7 %	739
Contrat de projet ²	4,0 %	105
Logiciels	11,1 %	329
Autres	4,2 %	115
		1 288

¹ Représentent les relations avec la clientèle dans les activités non réglementées qui ont été capitalisées au moment de leur acquisition.

² Représente un contrat de projet intervenu entre SEP, NextEra Energy, Inc., Duke Energy Corporation (« Duke Energy ») et Williams Partners L.P. Aux termes de ce contrat, des paiements proportionnels à notre participation dans Sabal Trail seront effectués à mesure que certains jalons du projet seront atteints. L'amortissement de cet actif incorporel a commencé le 3 juillet 2017, lors de la mise en service de Sabal Trail (note 13).

- f) La juste valeur des participations ne donnant pas le contrôle de Spectra Energy englobe approximativement 78,4 millions de parts ordinaires de SEP en circulation évaluées au cours de clôture le 24 février 2017 de 44,88 \$ US la part ordinaire à la Bourse de New York, les parts détenues par des tiers dans Maritimes & Northeast Pipeline, L.L.C., Sabal Trail et Algonquin Gas Transmission, L.L.C., évaluées en fonction des actifs nets sous-jacents de chaque unité d'exploitation ainsi que les actions privilégiées détenues par des tiers dans Union Gas et Westcoast Energy Inc.

Au cours du troisième trimestre de 2017, nous avons achevé notre évaluation de la juste valeur du projet Sabal Trail, ce qui a entraîné une augmentation des participations ne donnant pas le contrôle de 85 M\$ au 27 février 2017.

- g) Nous avons comptabilisé un écart d'acquisition de 36,7 G\$, écart d'acquisition qui est principalement lié aux synergies que l'on prévoit réaliser grâce à l'opération de fusion. Le solde de l'écart d'acquisition comptabilisé n'est pas déductible d'impôt. Ont notamment contribué à l'écart d'acquisition la possibilité d'accroître notre secteur des gazoducs, le potentiel de synergies d'optimisation des coûts et de la chaîne d'approvisionnement, la combinaison actuelle d'actifs et de main-d'œuvre qui ne peut pas être reproduite au même coût par un nouvel arrivant, les droits de franchise et les autres éléments incorporels impossibles à distinguer parce qu'ils sont inextricablement liés à la prestation d'un service public réglementé ainsi que l'échelle et la diversité géographique rehaussées qui procurent davantage de possibilités et de plateformes de croissance future.

Au cours du troisième trimestre de 2017, l'écart d'acquisition a augmenté de 85 M\$ au 27 février 2017 en raison de l'achèvement de l'évaluation de la juste valeur de Sabal Trail, tel qu'il est indiqué en f) ci-dessus.

Au cours du quatrième trimestre de 2017, l'écart d'acquisition a augmenté de 1 824 M\$ au 27 février 2017 en raison de l'achèvement de l'évaluation de la juste valeur de BC Pipeline & Field Services, tel qu'il est indiqué en b) ci-dessus.

Les dépenses liées à l'acquisition s'établissent à approximativement 231 M\$. Les coûts engagés pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 au montant de 180 M\$ ont été inscrits au poste « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

À la réalisation de l'opération de fusion, nous avons commencé à consolider Spectra Energy. De la date de clôture, le 27 février 2017, au 31 décembre 2017, Spectra Energy a généré des produits d'environ 5 740 M\$ et des bénéfices d'environ 2 574 M\$.

Notre information financière consolidée pro forma complémentaire relative à l'exercice clos le 31 décembre 2017, y compris les résultats d'exploitation de Spectra Energy comme si l'opération de fusion avait été réalisée le 1^{er} janvier 2017, est présentée ci-après :

Exercice clos le 31 décembre	2017
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>	
Produits	45 669
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ¹	2 902

¹ Les coûts de l'opération de fusion d'un montant de 180 M\$ (131 M\$ après impôts) ont été exclus du bénéfice de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

Canalisation 10 du pipeline de pétrole brut

Au premier trimestre de 2018, nous avons rempli la condition énoncée dans nos ententes visant la vente de la canalisation 10 de notre pipeline de pétrole brut (la « canalisation 10 »), qui a son point de départ près de Hamilton, en Ontario, et aboutit à West Seneca, dans l'État de New York. Nos filiales, Pipelines Enbridge Inc. et EEP, détiennent respectivement le tronçon canadien et le tronçon américain de la canalisation 10, et les actifs s'y rattachant font partie de notre secteur Oléoducs. La clôture de la transaction devrait avoir lieu en 2020, sous réserve des autorisations réglementaires et des conditions de clôture habituelles.

Une perte de 154 M\$ a été comptabilisée au poste « Perte de valeur d'actifs à long terme » aux états consolidés des résultats de l'exercice clos le 31 décembre 2018 en raison de l'évaluation des actifs de la canalisation 10 à la valeur la moins élevée entre leur valeur comptable et leur juste valeur diminuée du coût de la vente.

Ligne de raccordement Montana-Alberta

Au quatrième trimestre de 2019, nous nous sommes engagés à vendre des actifs de transport de la ligne de raccordement Montana-Alberta, une ligne de transport de 345 km allant de Great Falls, au Montana, à Lethbridge, en Alberta. Les actifs s'y rattachant sont comptabilisés dans notre secteur Production d'énergie renouvelable. Le contrat d'achat et de vente a été signé en janvier 2020. La clôture de la transaction devrait avoir lieu au premier trimestre de 2020, sous réserve des autorisations réglementaires et des conditions de clôture habituelles.

Au moment du reclassement et de l'évaluation subséquente des actifs de la ligne de raccordement Montana-Alberta détenus en vue de la vente, nous avons comptabilisé une perte de 297 M\$ au poste « Perte de valeur d'actifs à long terme » aux états consolidés des résultats.

Sommaire des actifs détenus en vue de la vente

Le tableau ci-après résume les actifs nets détenus en vue de la vente présentés dans nos états consolidés de la situation financière.

	31 décembre 2019	31 décembre 2018 ²
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Comptes débiteurs et autres créances (actifs à court terme détenus en vue de la vente)	28	117
Montants reportés et autres actifs (actifs à long terme détenus en vue de la vente) ¹	269	2 383
Comptes créditeurs et autres dettes (passifs à court terme détenus en vue de la vente)	—	(63)
Autres passifs à long terme (passifs à long terme détenus en vue de la vente)	—	(96)
Actifs détenus en vue de la vente, montant net	297	2 341

¹ Les montants reportés et autres actifs aux 31 décembre 2019 et 2018 comprennent, respectivement, des immobilisations corporelles de 181 M\$ et de 2,1 G\$.

² Les chiffres comprennent le montant net des actifs détenus en vue de la vente au 31 décembre 2018 qui ont été vendus au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

CESSIONS

St. Lawrence Gas Company, Inc.

En août 2017, nous avons conclu une entente en vue de vendre les actions émises et en circulation de St. Lawrence Gas Company, Inc. (« St. Lawrence Gas »). Les actifs de St. Lawrence Gas ont été comptabilisés dans le secteur Distribution et stockage de gaz. Le 1^{er} novembre 2019, nous avons conclu la vente de St. Lawrence Gas pour un produit au comptant d'environ 72 M\$ (55 M\$ US). Après les ajustements de clôture, une perte sur cession de 10 M\$ a été comptabilisée au poste « Autres produits (charges) » des états consolidés des résultats.

Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick

En décembre 2018, nous avons conclu une entente visant la vente d'Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick Société en Commandite et d'Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick Inc. (collectivement, « EGNB »). Les actifs d'EGNB étaient comptabilisés dans notre secteur Distribution et stockage de gaz. Le 1^{er} octobre 2019, nous avons conclu la vente d'EGNB à Liberty Utilities (Canada) LP, une filiale en propriété exclusive d'Algonquin Power and Utilities Corp., pour un produit au comptant d'environ 331 M\$. Après les ajustements de clôture, une perte sur cession de 3 M\$ a été comptabilisée au poste « Autres produits (charges) » dans les états consolidés des résultats.

Puisque les actifs d'EGNB représentent une partie d'une unité d'exploitation, nous avons attribué une partie de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation à ces actifs selon une approche basée sur la juste valeur relative. Ainsi, nous avons attribué un écart d'acquisition de 133 M\$ aux actifs ayant été vendus par la suite.

Entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel

Le 4 juillet 2018, nous avons conclu avec Brookfield Infrastructure Partners L.P. et ses partenaires institutionnels des ententes visant la vente de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel en contrepartie d'un montant en trésorerie d'environ 4,3 G\$, sous réserve des ajustements de clôture habituels. Des ententes distinctes ont été conclues pour les installations actuellement assujetties à la réglementation provinciale et celles soumises à la réglementation fédérale (collectivement, les « entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel »).

Puisque les actifs des entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel représentaient une partie d'une unité d'exploitation, nous avons attribué une partie de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation à ces actifs selon une approche basée sur la juste valeur relative. Par suite de l'affectation de l'écart d'acquisition, la valeur comptable des actifs des entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel était supérieure au prix de la vente diminué du coût de la vente. Par conséquent, nous avons constaté une perte de valeur de l'écart d'acquisition de 1 019 M\$ dans les états consolidés des résultats pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. Le classement en tant qu'actifs détenus en vue de la vente représentait un élément déclencheur nécessitant l'application de l'écart d'acquisition d'un test de dépréciation pour l'unité d'exploitation visée. Les résultats du test n'ont révélé aucune nouvelle perte de valeur de l'écart d'acquisition.

Le 1^{er} octobre 2018, nous avons conclu la vente des installations sous réglementation provinciale pour un produit d'environ 2,5 G\$. Après les ajustements de clôture, un gain sur cession de 34 M\$ avant impôts a été inclus dans le poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Le 31 décembre 2019, nous avons conclu la vente des installations sous réglementation fédérale pour un produit d'environ 1,7 G\$. Après les ajustements de clôture, une perte sur cession de 268 M\$ avant impôts a été incluse dans le poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats de l'exercice clos le 31 décembre 2019. Puisque ces actifs représentent une partie d'une unité d'exploitation, nous avons attribué une partie de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation à ces actifs selon une approche basée sur la juste valeur relative. Par conséquent, un écart d'acquisition de 55 M\$ a été attribué aux actifs ayant par la suite été vendus.

Actifs d'énergie renouvelable

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

Une perte sur cession de 20 M\$ (14 M€) figure au poste « Autres produits (charges) » des états consolidés des résultats de l'exercice clos le 31 décembre 2018 au titre de la vente de notre participation de 49 % dans le projet d'énergie éolienne extracôtier Hohe See et son agrandissement subséquent. Postérieurement à la vente, le reste des participations dans ces actifs demeure un placement comptabilisé selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation au sein de notre secteur Production d'énergie renouvelable.

Des gains de 62 M\$ et de 17 M\$ (13 M\$ US) ont été inclus au poste « Surplus d'apport » aux états consolidés de la situation financière de l'exercice clos le 31 décembre 2018 au titre de la vente d'une participation de 49 % dans nos actifs d'énergie renouvelable au Canada et aux États-Unis, respectivement.

Par ailleurs, un recouvrement d'impôts reportés de 267 M\$ (196 M\$ nous revenant) a été comptabilisé pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 en raison de l'entente conclue au deuxième trimestre de 2018 au sujet des actifs d'énergie renouvelable (*note 25*).

Midcoast Operating, L.P.

Le 1^{er} août 2018, nous avons conclu la vente de MOLP à AL Midcoast Holdings, LLC (société affiliée à ArcLight Capital Partners, LLC) pour un produit au comptant total de 1,4 G\$ (1,1 G\$ US). Après les ajustements de clôture comptabilisés au quatrième trimestre de 2018, une perte sur cession de 41 M\$ (32 M\$ US) a été incluse dans le poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats. MOLP exerçait nos activités de collecte, de traitement, de transport et de commercialisation du gaz naturel et des liquides de gaz naturel aux États-Unis et faisait partie de notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires.

Au reclassement et à la réévaluation subséquente des actifs de MOLP à titre d'actifs détenus en vue de la vente, une perte de valeur d'actifs de 4,4 G\$ et une perte de valeur de l'écart d'acquisition s'y rattachant de 102 M\$ ont été incluses aux états consolidés des résultats de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Par suite de la conclusion d'une entente de vente définitive, la juste valeur des actifs détenus en vue de la vente au 31 mars 2018 a été révisée en fonction du prix de vente. Ainsi, nous avons comptabilisé une perte de 913 M\$ au poste « Perte de valeur d'actifs à long terme » aux états consolidés des résultats de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Au deuxième trimestre de 2018, notre placement comptabilisé selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation dans le réseau pipelinier de transport de LGN Texas Express répondait également aux conditions requises pour être classé comme actif détenu en vue de la vente. La valeur comptable du réseau pipelinier de transport de LGN Texas Express, soit 447 M\$, et un écart d'acquisition attribué de 262 M\$ ont été inclus dans le groupe d'actifs destinés à être sortis au 30 juin 2018 et ils ont par la suite été vendus le 1^{er} août 2018.

À la clôture de la vente, nous avons de plus constaté un passif de 387 M\$ (298 M\$ US) au titre des engagements futurs quant au volume que nous avons conservé. La perte s'y rattachant est incluse dans la perte sur cession de 41 M\$ dont il est question ci-dessus. Au 31 décembre 2019 et au 31 décembre 2018, respectivement, des montants de 299 M\$ (230 M\$ US) et de 375 M\$ (274 M\$ US) ont été inclus dans les passifs aux états consolidés de la situation financière.

Projet Sandpiper

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017, nous avons vendu des conduites inutilisées liées au projet Sandpiper pour un produit au comptant s'établissant respectivement à environ 38 M\$ (30 M\$ US) et 148 M\$ (111 M\$ US). Des gains à la cession de 29 M\$ (22 M\$ US) et de 83 M\$ (63 M\$ US) avant impôts, respectivement, ont été comptabilisés au poste « Exploitation et administration » des charges aux états consolidés des résultats pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017. Ces actifs faisaient partie de notre secteur Oléoducs.

Pipeline Olympic

Le 31 juillet 2017, nous avons procédé à la vente de notre participation dans le pipeline Olympic pour un produit au comptant d'environ 203 M\$ (160 M\$ US). Un gain sur cession de 27 M\$ (21 M\$ US) avant impôts est inclus dans le poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats de l'exercice clos le 31 décembre 2017. Cette participation faisait partie de notre secteur Oléoducs.

Pipeline Ozark

Le 1^{er} mars 2017, nous avons conclu une entente en vue de vendre les actifs du pipeline Ozark à une filiale de MPLX LP pour un produit au comptant d'environ 294 M\$ (220 M\$ US), y compris le remboursement des coûts. Un gain sur la cession de 14 M\$ (10 M\$ US) a été comptabilisé au poste « Exploitation et administration » des charges aux états consolidés des résultats de l'exercice clos le 31 décembre 2017. Ces actifs faisaient partie de notre secteur Oléoducs.

9. COMPTES DÉBITEURS ET AUTRES CRÉANCES

31 décembre	2019	2018
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Comptes clients et produits non facturés ¹	5 164	4 711
Partie à court terme des actifs dérivés	327	498
Autres	1 290	1 308
	6 781	6 517

¹ Déduction faite d'une provision pour créances douteuses de 50 M\$ et de 64 M\$, respectivement, aux 31 décembre 2019 et 2018.

10. STOCKS

31 décembre	2019	2018
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Gaz naturel	696	776
Pétrole brut	542	482
Autres marchandises	61	81
	1 299	1 339

Des ajustements de 188 M\$, de 327 M\$ et de 58 M\$ ont été pris en compte dans les coûts des marchandises aux états consolidés des résultats des exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017, respectivement, afin de ramener les stocks à leur valeur de marché.

11. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

31 décembre	Taux d'amortissement moyen pondéré	2019	2018 ¹
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Pipelines	2,5 %	56 330	51 647
Installations et matériel	2,7 %	29 287	27 149
Terrains et droits de passage ²	2,0 %	2 947	2 614
Conduites principales, services liés au gaz et autres	2,7 %	12 194	12 088
Installations de stockage	2,3 %	2 748	2 730
Turbines éoliennes, panneaux solaires et autres	4,1 %	4 914	5 015
Autres	6,4 %	1 486	1 463
En construction	— %	4 057	9 698
Total des immobilisations corporelles ³		113 963	112 404
Total de l'amortissement cumulé		(20 240)	(17 864)
Immobilisations corporelles, montant net		93 723	94 540

¹ Les catégories d'actifs ont été révisées et éliminées au cours de l'exercice à l'étude. Les chiffres comparatifs pour 2018 ont été reclassés pour être conformes à la classification de l'exercice à l'étude.

² L'évaluation du taux d'amortissement moyen pondéré exclut les actifs non amortissables.

³ Certains actifs ont été reclassés comme détenus en vue de la vente aux 31 décembre 2019 et 31 décembre 2018 (note 8).

La charge d'amortissement des exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017 s'est établie à 3,0 G\$, 2,9 G\$ et 2,9 G\$, respectivement.

DÉPRÉCIATION

Projet Access Northeast

En 2019, nous avons annoncé que nous avons mis fin aux ententes conclues avec Eversource and National Grid relativement au projet Northeast Access. Par conséquent, nous avons comptabilisé une perte de valeur de 105 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 au poste « Perte de valeur d'actifs à long terme » aux états consolidés des résultats. Le projet Access Northeast fait partie du secteur Transport de gaz et services intermédiaires.

Les pertes de valeur sont fondées sur l'excédent de la valeur comptable des actifs sur leur juste valeur, déterminée à l'aide des flux de trésorerie futurs actualisés prévus.

12. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES ENTRANT DANS LE PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Enbridge Canadian Renewable LP (« ECRLP »)

ECRLP, une entité dans laquelle nous détenons une participation de 51 %, est une EDDV puisque ses commanditaires ne détiennent pas de droit de limogeage réel ni de droits de participation substantiels. Puisque nous avons le pouvoir de diriger les activités d'ECRLP, nous sommes exposés à des risques de pertes et nous avons le droit de recevoir des avantages d'ECRLP en qualité de principal bénéficiaire.

Production d'énergie verte

Par l'intermédiaire de diverses filiales, nous possédons une participation majoritaire dans les installations d'énergie éolienne Magic Valley, Wildcat, Keechi Wind Project (« Keechi »), New Creek et Chapman Ranch. Ces installations d'énergie éolienne sont considérées comme des EDDV, puisque les membres ne détiennent pas de droit de limogeage réel ni de droits de participation substantiels. Nous sommes le principal bénéficiaire de ces EDDV par le truchement de notre pouvoir d'orienter les activités qui ont l'incidence la plus grande sur le rendement économique des installations d'énergie éolienne et de notre obligation d'absorber les pertes ou de notre droit de recevoir des avantages importants.

Enbridge Holdings (DakTex) L.L.C.

Enbridge Holdings (DakTex) L.L.C. (« DakTex ») est détenue à 75 % par une filiale en propriété exclusive d'Enbridge et à 25 % par EEP, par l'intermédiaire de laquelle nous avons une participation effective de 27,6 % dans le satellite, le réseau pipelinier Bakken (*note 13*). EEP est le principal bénéficiaire parce qu'elle a le pouvoir de diriger les activités de DakTex qui influent le plus sur son rendement économique. La société consolide EEP et, de ce fait, consolide également DakTex.

Enbridge Income Fund Partners (« EIPLP »)

EIPLP a été constituée en 2002 et exerçait des activités de production, de transport et de stockage d'énergie par le truchement de sa participation dans son entreprise d'oléoducs, y compris le réseau principal au Canada et le réseau régional de sables bitumineux, de sa participation dans Alliance Pipeline, qui exerce des activités de transport de gaz naturel, et de ses actifs de production d'énergie renouvelable et de substitution. EIPLP a été liquidée en 2019 et n'est donc plus une EDDV.

Enbridge Income Fund (le « fonds »)

Le fonds est une société d'investissement à capital variable non constituée en société par actions établie aux termes d'une convention de fiducie en vertu des lois de la province de l'Alberta. En 2019, les documents constitutifs du fonds ont été modifiés, et le fonds n'est désormais plus considéré comme une EDDV.

Enbridge Commercial Trust (« ECT »)

En 2019, les documents constitutifs d'ECT ont été modifiés, et ECT n'est désormais plus considérée comme une EDDV.

Autres sociétés en commandite

Puisqu'elles ne détiennent pas de droit de limogeage réel ni de droits de participation substantiels, presque toutes les autres sociétés en commandite détenues par nous et (ou) nos filiales sont considérées comme des EDDV, y compris EEP et SEP. Puisque nous détenons ces entités à 100 % et les dirigeons et qu'aucune tierce partie n'a la capacité de diriger des activités importantes, nous sommes considérés comme le principal bénéficiaire.

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

31 décembre	2019 ¹	2018
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Actif		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	208	506
Trésorerie soumise à restrictions	1	61
Comptes débiteurs et autres créances	76	2 006
Montants à recevoir de sociétés affiliées	—	38
Stocks	4	244
	289	2 855
Immobilisations corporelles, montant net	3 392	72 349
Placements à long terme	15	6 481
Placements à long terme soumis à restrictions	69	244
Montants reportés et autres actifs	4	3 156
Actifs incorporels, montant net	124	705
Écart d'acquisition	—	29
Impôts reportés	—	131
	3 893	85 950
Passif		
Emprunts à court terme	—	275
Comptes créditeurs et autres dettes	56	2 925
Montants à payer à des sociétés affiliées	—	4
Intérêts à payer	—	303
Passifs environnementaux	—	22
Partie à court terme de la dette à long terme	—	1 034
	56	4 563
Dette à long terme	—	29 577
Autres passifs à long terme	130	5 074
Impôts reportés	5	6 911
	191	46 125
Actifs nets avant les participations ne donnant pas le contrôle	3 702	39 825

¹ Compte non tenu des actifs et des passifs d'EEP et de SEP à la suite de la convention de garantie à l'égard d'une filiale conclue le 22 janvier 2019 (note 32).

Nous n'avons pas l'obligation de fournir un soutien financier aux EDDV dont les résultats sont consolidés.

ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES EXCLUES DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Nous détenons actuellement plusieurs placements dans des sociétés en commandite qui sont évaluées en tant qu'EDDV puisque les commanditaires ne détiennent pas de droit de limogeage réel ni de droits de participation substantiels. Nous avons déterminé que nous n'avons pas le pouvoir de diriger les activités des EDDV qui influent le plus sur leur performance économique. Plus particulièrement, le pouvoir de diriger les activités de la majeure partie de ces EDDV est partagé entre les commanditaires. Chaque commanditaire est représenté au comité de direction qui prend les décisions importantes pour une EDDV donnée et aucun des commanditaires ne peut prendre de décisions majeures unilatéralement.

La valeur comptable de notre participation dans les EDDV exclues du périmètre de consolidation et notre exposition maximale au risque de perte estimative aux 31 décembre 2019 et 2018 sont présentées ci-après.

	Valeur comptable des participations dans une EDDV	Exposition maximale d'Enbridge à des pertes
31 décembre 2019		
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Aux Sable Liquid Products L.P. ¹	267	331
Eolien Maritime France SAS ²	67	725
Enbridge Renewable Infrastructure Investments S.a.r.l. ³	141	2 720
Grey Oak Holdings LLC ⁴	463	935
PennEast Pipeline Company, LLC ⁵	106	368
Rampion Offshore Wind Limited ⁶	600	620
Vector Pipeline L.P. ⁷	195	392
Autres ⁸	57	57
	1 896	6 148

	Valeur comptable des participations dans une EDDV	Exposition maximale d'Enbridge à des pertes
31 décembre 2018		
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Aux Sable Liquid Products L.P. ¹	311	375
Eolien Maritime France SAS ²	68	784
Enbridge Renewable Infrastructure Investments S.a.r.l. ³	127	3 037
Illinois Extension Pipeline Company, L.L.C. ⁸	724	724
NEXUS Gas Transmission, LLC ⁹	1 757	2 668
PennEast Pipeline Company, LLC ⁵	97	385
Rampion Offshore Wind Limited ⁶	638	648
Vector Pipeline L.P. ⁷	198	301
Autres ⁸	27	27
	3 947	8 949

1 Aux 31 décembre 2019 et 2018, l'exposition maximale au risque de perte comprend une garantie que nous avons donnée à l'égard de la quote-part nous revenant dans les prélèvements que l'EDDV a faits sur une facilité de crédit bancaire.

2 Aux 31 décembre 2019 et 2018, l'exposition maximale au risque de perte comprend la partie de la garantie que nous avons consentie à titre de société mère au titre de contrats de projets de construction pour lesquels nous serions responsables advenant un cas de défaillance mettant en cause l'EDDV visée ainsi qu'un prêt que nous avons consenti à une société affiliée, respectivement de 166 M\$ et de 202 M\$ aux 31 décembre 2019 et 2018.

3 Aux 31 décembre 2019 et 2018, l'exposition maximale au risque de perte comprend la partie de la garantie que nous avons consentie à titre de société mère au titre de contrats de projets de construction pour lesquels nous serions responsables advenant un cas de défaillance mettant en cause l'EDDV visée ainsi qu'un prêt que nous avons consenti à une société affiliée, respectivement de 766 M\$ et de 461 M\$ aux 31 décembre 2019 et 2018.

4 Au 31 décembre 2019, l'exposition maximale au risque de perte comprend notre quote-part des coûts de construction pour le projet.

- 5 Aux 31 décembre 2019 et 2018, l'exposition maximale au risque de perte comprend les contributions restantes prévues au titre de la coentreprise.
- 6 Aux 31 décembre 2019 et 2018, l'exposition maximale au risque de perte comprend la partie de la garantie que nous avons consentie à titre de société mère au titre de contrats de projets de construction pour lesquels nous serions responsables advenant un cas de défaillance mettant en cause l'EDDV visée.
- 7 Aux 31 décembre 2019 et 2018, l'exposition maximale au risque de perte comprend la valeur comptable d'un prêt consenti à une société affiliée d'un montant de 92 M\$ et de 102 M\$, respectivement, aux 31 décembre 2019 et 2018, outre la facilité de crédit que nous avons octroyée d'un montant de 105 M\$ au 31 décembre 2019.
- 8 Aux 31 décembre 2019 et 2018, l'exposition maximale au risque de perte se limite à notre placement puisque ces entreprises sont en exploitation et sont autonomes.
- 9 Au 31 décembre 2018, l'exposition maximale au risque de perte comprend les contributions restantes prévues au titre de la coentreprise ainsi que des garanties consenties à titre de société mère pour notre part des contrats d'attribution de capacité.

Nous n'avons pas l'obligation de fournir, et n'avons pas fourni, un soutien financier supplémentaire aux EDDV au cours des exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018.

Gray Oak Holdings LLC

En décembre 2018, Enbridge a acquis une participation effective de 22,8 % dans le pipeline de pétrole brut Gray Oak par le truchement de l'acquisition d'une participation de 35 % dans Gray Oak Holdings LLC (« Gray Oak Holdings »), laquelle exploite le pipeline de pétrole brut Gray Oak allant du Texas jusqu'à la côte du golfe américaine.

Gray Oak Holdings est considérée comme une EDDV et ne possède pas suffisamment de capitaux propres à risque pour financer ses activités sans soutien financier subordonné supplémentaire de la part d'Enbridge et d'autres commanditaires. Nous avons déterminé que nous n'avons pas le pouvoir de diriger les activités de Gray Oak Holdings qui influent le plus sur sa performance économique. Plus particulièrement, le pouvoir de diriger les activités de l'EDDV est partagé entre les commanditaires. Chaque commanditaire est représenté au comité de direction qui prend les décisions importantes pour l'EDDV et aucun des commanditaires ne peut prendre de décisions importantes unilatéralement. Par conséquent, l'EDDV est comptabilisée comme une EDDV non consolidée.

NEXUS Gas Transmission, LLC

NEXUS Gas Transmission, LLC, une coentreprise dont les activités consistent à transporter le gaz naturel acheminé depuis les ressources de gaz de schiste dans les Appalaches jusqu'aux marchés du Midwest américain ainsi qu'en Ontario, au Canada, était auparavant considérée comme une EDDV.

La construction du pipeline NEXUS est terminée, et le pipeline est entré en service en octobre 2018. Après avoir reçu les derniers apports en capitaux significatifs, NEXUS est devenue capable de financer ses activités de façon autonome sans soutien financier subordonné supplémentaire. Par conséquent, il a été déterminé que NEXUS n'est désormais plus une EDDV en raison de capitaux propres à risque suffisants pour financer ses activités.

Illinois Extension Pipeline Company, L.L.C.

Illinois Extension Pipeline Company, L.L.C. détient le pipeline de prolongement de l'accès vers le sud et était auparavant considérée comme une entité à détenteurs de droits variables.

Après avoir reçu les derniers apports en capitaux significatifs, Illinois Extension Pipeline Company, L.L.C. est devenue capable de financer ses activités de façon autonome sans soutien financier subordonné supplémentaire. Par conséquent, il a été déterminé que Illinois Extension Pipeline Company, L.L.C. n'est désormais plus une EDDV en raison de capitaux propres à risque suffisants pour financer ses activités.

13. PLACEMENTS À LONG TERME

31 décembre	Participation	2019	2018
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
PARTICIPATIONS DANS DES SATELLITES			
Oléoducs			
MarEn Bakken Company L.L.C. ¹	75,0 %	1 892	2 039
Gray Oak Holdings LLC ²	35,0 %	463	—
Réseau pipelinier de pétrole brut Seaway	50,0 %	2 907	3 113
Illinois Extension Pipeline Company, L.L.C. ³	65,0 %	662	724
Autres	30,0 % - 43,8 %	73	97
Transport de gaz et services intermédiaires			
Pipeline Alliance	50,0 %	310	368
Aux Sable	42,7 % - 50,0 %	267	311
DCP Midstream, LLC	50,0 %	2 193	2 368
Gulfstream Natural Gas System, L.L.C.	50,0 %	1 213	1 289
NEXUS Gas Transmission, LLC	50,0 %	1 778	1 757
Projets extracôtiers, diverses coentreprises	22,0 % - 74,3 %	362	400
PennEast Pipeline Company LLC	20,0 %	106	97
Sabal Trail Transmission, LLC	50,0 %	1 533	1 586
Southeast Supply Header L.L.C.	50,0 %	484	519
Steckman Ridge LP	49,5 %	222	237
Vector Pipeline L.P.	60,0 %	195	198
Autres	33,3 % - 50,0 %	5	6
Autres activités de distribution et de stockage de gaz			
Actions ordinaires de Noverco	38,9 %	95	—
Autres	50,0 %	14	15
Production d'énergie renouvelable			
Eolien Maritime France SAS	50,0 %	67	68
Enbridge Renewable Infrastructure Investments S.a.r.l. ⁴	51,0 %	141	127
Projet éolien extracôtier Rampion	24,9 %	600	638
Autres	21,0 % - 50,0 %	127	72
Éliminations et divers			
Autres	42,7 % - 50 %	16	10
AUTRES PLACEMENTS À LONG TERME			
Distribution et stockage de gaz			
Actions privilégiées de Noverco		580	478
Production d'énergie renouvelable			
Technologies nouvelles et autres		78	80
Éliminations et divers			
Autres		145	110
		16 528	16 707

¹ Détient une participation de 49 % dans Bakken Pipeline Investments L.L.C., qui détient une participation de 75 % du réseau pipelinier Bakken, ce qui se traduit par une participation effective de 27,6 % dans le réseau pipelinier Bakken.

² En décembre 2018, nous avons acquis une participation effective de 22,8 % dans le pipeline de pétrole brut Gray Oak par le truchement de l'acquisition d'une participation de 35 % dans Gray Oak Holdings, L.L.C. (note 12).

³ Propriétaire du projet de prolongement de l'accès vers le sud.

⁴ En 2018, nous avons vendu une participation de 49 % dans les installations éoliennes extracôtées Hohe See à l'OIRPC, ce qui s'est traduit par la réduction de notre participation effective dans ce projet à 25,5 %.

Les participations dans des satellites comprennent l'excédent non amorti du coût d'acquisition sur la valeur comptable nette sous-jacente des actifs des satellites à la date d'acquisition. Au 31 décembre 2019, cet excédent se composait d'un écart d'acquisition de 2,1 G\$ et d'actifs amortissables de 681 M\$. Au 31 décembre 2018, cet excédent se composait d'un écart d'acquisition de 2,2 G\$ et d'actifs amortissables de 706 M\$.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017, les distributions reçues des participations dans des satellites se sont respectivement établies à 2,2 G\$, à 2,8 G\$ et à 1,4 G\$.

L'information financière combinée relative à nos participations dans des satellites non consolidées (sur une base de 100 %) est résumée dans les tableaux ci-après.

	Exercices clos les 31 décembre								
	2019			2018			2017		
	Seaway	Autres	Total	Seaway	Autres	Total	Seaway	Autres	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>									
Produits d'exploitation	1 252	14 435	15 687	966	18 251	19 217	959	15 254	16 213
Charges d'exploitation	428	12 725	13 153	212	15 422	15 634	286	12 911	13 197
Bénéfice	818	2 198	3 016	646	2 308	2 954	672	2 056	2 728
Bénéfice attribuable à Enbridge	409	950	1 359	323	1 059	1 382	336	926	1 262

	31 décembre 2019			31 décembre 2018		
	Seaway	Autres	Total	Seaway	Autres	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Actif à court terme	107	2 374	2 481	113	3 176	3 289
Actif à long terme	3 404	45 538	48 942	3 585	45 531	49 116
Passif à court terme	136	3 911	4 047	123	5 413	5 536
Passif à long terme	45	18 081	18 126	16	15 859	15 875
Participations ne donnant pas le contrôle	—	2 779	2 779	—	3 479	3 479

Noverco Inc.

Aux 31 décembre 2019 et 2018, nous détenions 38,9 % des actions ordinaires de Noverco ainsi qu'un placement dans des actions privilégiées de cette société. Ces actions privilégiées donnent droit à une dividende privilégié cumulatif fondé sur le rendement moyen des obligations du gouvernement du Canada échéant à 10 ans, plus une marge de 4,38 %.

Aux 31 décembre 2019 et 2018, Noverco détenait des participations croisées respectives d'environ 0,5 % et 1,4 % dans nos actions ordinaires. Noverco a vendu 11,6 millions d'actions ordinaires en janvier 2019 et 4,4 millions d'actions ordinaires en décembre 2018. Les actions achetées et vendues ont été comptabilisées à titre d'actions autodétenues dans les états consolidés des variations des capitaux propres.

Par suite de la participation croisée de Noverco dans nos actions ordinaires, nous détenions aux 31 décembre 2019 et 2018 des participations proportionnelles indirectes respectives de 0,2 % et de 0,5 % dans nos propres actions. La participation dans Noverco et les capitaux propres ont été réduits par la participation croisée d'une valeur de 51 M\$ et 88 M\$ aux 31 décembre 2019 et 2018. Noverco comptabilise les dividendes que nous versons en tant que revenus de dividendes, et nous éliminons ces dividendes de notre quote-part du bénéfice de Noverco. Nous comptabilisons la quote-part des dividendes que nous payons à Noverco à titre de diminution des dividendes versés et d'augmentation de notre participation dans Noverco.

14. PLACEMENTS À LONG TERME SOUMIS À RESTRICTIONS

À compter du 1^{er} janvier 2015, nous avons commencé à recouvrer et à conserver des fonds pour couvrir les coûts futurs liés à l'abandon de tous les pipelines assujettis à la réglementation de la Régie aux termes des dispositions réglementaires de l'ICQF. Les fonds recouverts sont détenus dans des fiducies conformément à la décision de la Régie. Les fonds recouverts des expéditeurs sont comptabilisés au poste « Transport et autres services » des états consolidés des résultats et au poste « Placements à long terme soumis à restrictions » des états consolidés de la situation financière. En parallèle, nous présentons les coûts futurs liés à l'abandon en augmentation du poste « Exploitation et administration » des états consolidés des résultats et du poste « Autres passifs à long terme » des états consolidés de la situation financière.

Nous investissons régulièrement l'excédent de trésorerie et divers soldes soumis à restrictions dans des titres tels que des billets de trésorerie, des acceptations bancaires, des titres de créance de sociétés, des titres de participation canadiens, des bons du Trésor et des titres du marché monétaire aux États-Unis et au Canada.

Aux 31 décembre 2019 et 2018, nous avons des placements à long terme soumis à restrictions détenus en fiducie classés dans les éléments disponibles à la vente ou détenus jusqu'à l'échéance de 434 M\$ et de 323 M\$, respectivement. Dans les autres passifs à long terme, aux 31 décembre 2019 et 2018, nous avons des coûts futurs liés à l'abandon estimatifs respectifs de 454 M\$ et de 328 M\$ se rapportant à l'ICQF.

15. ACTIFS INCORPORELS

Le tableau ci-après présente le taux d'amortissement moyen pondéré, la valeur comptable brute, l'amortissement cumulé et la valeur comptable nette de chacune de nos grandes catégories d'actifs incorporels :

	Taux d'amortissement moyen pondéré	Coût	Amortis- sement cumulé	Montant net
31 décembre 2019¹				
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Relations avec la clientèle	5,4 %	861	(231)	630
Conventions d'achat d'électricité	4,5 %	64	(16)	48
Contrat de projet ²	4,0 %	156	(16)	140
Logiciels	11,2 %	1 988	(1 014)	974
Autres actifs incorporels ³	2,9 %	463	(82)	381
		3 532	(1 359)	2 173
31 décembre 2018¹				
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Relations avec la clientèle	5,7 %	889	(187)	702
Conventions d'achat d'électricité	5,4 %	82	(15)	67
Contrat de projet ²	4,0 %	164	(10)	154
Logiciels	10,0 %	1 902	(875)	1 027
Autres actifs incorporels ³	2,0 %	485	(63)	422
		3 522	(1 150)	2 372

¹ Certains actifs ont été reclassés comme détenus en vue de la vente au 31 décembre 2019 et au 31 décembre 2018 (note 8).

² Représente un contrat de projet acquis dans le cadre de l'opération de fusion (note 8).

³ L'évaluation du taux d'amortissement moyen pondéré exclut les actifs incorporels non amortissables.

La charge d'amortissement des actifs incorporels a respectivement totalisé 296 M\$, 281 M\$ et 280 M\$ pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017. Le tableau ci-après présente notre charge d'amortissement prévue au titre des actifs incorporels existants, pour les exercices indiqués.

	2020	2021	2022	2023	2024
Charge d'amortissement prévue					
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
	292	263	238	216	195

16. ÉCART D'ACQUISITION

	Oléoducs	Transport de gaz et services intermédiaires	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Services énergétiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Coût brut							
Solde au 1 ^{er} janvier 2018	7 786	21 539	5 679	—	2	13	35 019
Cession	—	(628)	—	—	—	—	(628)
Affectation aux actifs détenus en vue de la vente	—	(55)	(133)	—	—	—	(188)
Écart de conversion et autres éléments	538	1 482	(183)	—	—	—	1 837
Solde au 31 décembre 2018	8 324	22 338	5 363	—	2	13	36 040
Écart de conversion et autres éléments	(373)	(933)	—	—	—	—	(1 306)
Solde au 31 décembre 2019	7 951	21 405	5 363	—	2	13	34 734
Perte de valeur cumulée							
Solde au 1 ^{er} janvier 2018	—	(542)	(7)	—	—	(13)	(562)
Perte de valeur	—	(1 019)	—	—	—	—	(1 019)
Solde au 31 décembre 2018	—	(1 561)	(7)	—	—	(13)	(1 581)
Solde au 31 décembre 2019	—	(1 561)	(7)	—	—	(13)	(1 581)
Valeur comptable							
Solde au 31 décembre 2018	8 324	20 777	5 356	—	2	—	34 459
Solde au 31 décembre 2019	7 951	19 844	5 356	—	2	—	33 153

DÉPRÉCIATION

Transport de gaz et services intermédiaires

Entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, nous avons comptabilisé une perte de valeur de l'écart d'acquisition de 1 019 M\$ liée aux actifs de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel qui ont été classés dans les actifs détenus en vue de la vente au troisième trimestre de 2018. Les actifs assujettis à la réglementation provinciale ont par la suite été vendus au quatrième trimestre de 2018 (note 8). Puisque ces actifs représentaient une partie d'une unité d'exploitation, nous leur avons attribué une partie de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation selon une approche basée sur la juste valeur relative. En raison de la réduction de la valeur comptable des actifs détenus en vue de la vente qui a ramené cette valeur au prix de vente diminué du coût de la vente, il y a eu perte de valeur de l'écart d'acquisition se rattachant à ces actifs. Nous avons également procédé à un test de dépréciation de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation touchée, et aucune autre perte de valeur n'a été constatée.

Secteur intermédiaire aux États-Unis

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, nous avons comptabilisé une perte de valeur de l'écart d'acquisition de 102 M\$ relativement à certains actifs du secteur Transport de gaz et services intermédiaires classés comme détenus en vue de la vente (note 8). L'écart d'acquisition a été attribué à certains groupes d'actifs cédés répondant aux critères d'une entreprise selon une approche basée sur la juste valeur relative. En lien avec la réduction de la valeur comptable des actifs détenus en vue de la vente, qui a été ramenée à la juste valeur diminuée du coût de la vente, l'écart d'acquisition connexe a été déprécié. La juste valeur de ces actifs a été déterminée au moyen de la méthode de l'actualisation des flux de trésorerie, qui ont subi l'incidence défavorable du recul prolongé des prix des marchandises et de la baisse du rendement des activités. Nous avons également procédé à un test de dépréciation de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation connexe des services intermédiaires liés au gaz naturel, test à l'issue duquel aucune perte de valeur supplémentaire n'a été constatée.

L'estimation de la juste valeur de l'unité d'exploitation Secteur intermédiaire du gaz naturel a nécessité le recours à des données non observables importantes associées à une évaluation de juste valeur de niveau 3, y compris des hypothèses liées à la performance future de l'unité d'exploitation.

CESSIONS

En 2018, nous avons décomptabilisé des écarts d'acquisition de 262 M\$ à la cession de Midcoast Operating, L.P. et de ses filiales et de 366 M\$ à la cession des installations sous réglementation provinciale des entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel (note 8).

ACQUISITIONS

En 2017, nous avons comptabilisé un écart d'acquisition de 36,7 G\$ lors de l'opération de fusion (note 8).

17. COMPTES CRÉDITEURS ET AUTRES DETTES

31 décembre	2019	2018
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Comptes fournisseurs et charges à payer liées à l'exploitation	4 536	4 604
Montants à payer liés à la construction et retenues de garantie d'entrepreneurs	804	804
Passifs dérivés à court terme	920	1 234
Dividendes à payer	1 678	1 539
Impôts exigibles	890	801
Produit différé à court terme	652	850
Autres	583	31
	10 063	9 863

18. DETTE

Le 22 janvier 2019, Enbridge a conclu des conventions de fiducie supplémentaires avec ses filiales en propriété exclusive, SEP et EEP (collectivement, les « sociétés en commandite »), aux termes desquelles Enbridge garantit pleinement et inconditionnellement, à titre de créances de premier rang non garanties, les obligations de paiement des sociétés en commandite à l'égard des séries de billets en circulation émis aux termes des conventions de fiducie respectives des sociétés en commandite. Au même moment, les sociétés en commandite ont conclu une convention de garantie à l'égard d'une filiale aux termes de laquelle elles garantissent pleinement et inconditionnellement, à titre de créances de premier rang non garanties, les séries de billets de premier rang d'Enbridge en circulation. Se reporter à la note 32 – *Tableaux de consolidation résumés* pour un complément d'information.

31 décembre	Taux d'intérêt moyen pondéré ²²	Échéance	2019	2018
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc.				
Billets de premier rang en dollars US ¹	3,8 %	2022-2049	8 689	6 419
Billets à moyen terme	4,2 %	2020-2064	7 623	7 323
Billets subordonnés à taux fixe-variable ^{2,3}	5,9 %	2077-2078	6 550	6 771
Billets à taux variable ⁴		2020	1 556	2 389
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit ⁵	1,9 %	2021-2024	5 210	1 999
Autres ⁶			5	4
Enbridge (U.S.) Inc.				
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit ⁷	2,1 %	2021-2024	1 734	1 065
Enbridge Energy Partners, L.P.				
Billets de premier rang ⁸	6,0 %	2021-2045	3 955	6 214
Billets subordonnés de second rang ⁹			—	546
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit ¹⁰			—	1 044
Enbridge Gas Distribution Inc. ¹¹				
Billets à moyen terme			—	3 695
Débetures			—	85
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit			—	750
Enbridge Gas Inc. ¹¹				
Billets à moyen terme	4,2 %	2020-2050	7 685	—
Débetures	9,1 %	2024-2025	210	—
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	2,0 %	2021	898	—
Enbridge Pipelines (Southern Lights) L.L.C.				
Billets de premier rang ¹²	4,0 %	2040	1 129	1 257
Pipelines Enbridge Inc.				
Billets à moyen terme ¹³	4,2 %	2020-2049	5 125	4 225
Débetures	8,2 %	2024	200	200
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit ¹⁴	2,0 %	2021	2 030	2 200
Enbridge Southern Lights LP				
Billets de premier rang	4,0 %	2040	272	289
Spectra Energy Capital, LLC				
Billets de premier rang ¹⁵	7,1 %	2032-2038	224	236
Spectra Energy Partners, LP				
Billets garantis de premier rang ¹⁶	6,1 %	2020	143	150
Billets de premier rang ¹⁷	4,2 %	2020-2048	8 481	8 249
Billets à taux variable ¹⁸		2020	519	546
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit ¹⁹			—	2 065
Union Gas Limited ¹¹				
Billets à moyen terme			—	3 290
Débetures			—	125
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit			—	275
Westcoast Energy Inc.				
Billets garantis de premier rang			—	33
Billets à moyen terme	4,5 %	2020-2041	1 875	2 175
Débetures	8,6 %	2020-2026	375	375
Ajustement de juste valeur – opération de fusion			844	964
Autres ²⁰			(369)	(348)
Total de la dette			64 963	64 610
Partie à court terme			(4 404)	(3 259)
Emprunts à court terme ²¹			(898)	(1 024)
Dette à long terme			59 661	60 327

1 2019 – 6 700 M\$ US; 2018 – 4 700 M\$ US.

2 2019 – 2 400 M\$ et 3 200 M\$ US; 2018 – 2 400 M\$ et 3 200 M\$ US. Pour la période initiale de 10 ans, les billets sont assortis d'un taux d'intérêt fixe. Par la suite, le taux sera variable et égal au taux du Canadian Dollar Offered Rate (le « taux CDOR ») ou au taux interbancaire offert à Londres (le « taux LIBOR ») de trois mois majoré d'une marge.

- 3 Les billets seraient automatiquement convertis en actions privilégiées de conversion en cas de faillite ou d'événements connexes.
- 4 2019 – 1 200 M\$ US; 2018 - 750 M\$ et 1 200 M\$ US. Assortis d'un taux d'intérêt égal au taux des acceptations bancaires de trois mois majoré de 59 points de base ou au taux LIBOR de trois mois majoré de 40 ou de 70 points de base.
- 5 2019 – 5 210 M\$; 2018 – 1 906 M\$ et 69 M\$ US.
- 6 Principalement des obligations découlant de contrats de location-acquisition.
- 7 2019 – 1 337 M\$ US; 2018 – 780 M\$ US.
- 8 2019 – 3 050 M\$ US; 2018 – 4 550 M\$ US.
- 9 2018 – 400 M\$ US.
- 10 2018 – 764 M\$ US.
- 11 Tient compte de la fusion d'EGD et d'Union Gas pour créer Enbridge Gas Inc.
- 12 2019 – 871 M\$ US; 2018 – 920 M\$ US.
- 13 Les billets à moyen terme comprennent une tranche de 100 M\$ échéant en 2112.
- 14 2019 – 1 570 M\$ et 355 M\$ US; 2018 – 1 905 M\$ et 216 M\$ US.
- 15 2019 – 173 M\$ US; 2018 – 173 M\$ US.
- 16 2019 – 110 M\$ US; 2018 – 110 M\$ US.
- 17 2019 – 6 540 M\$ US; 2018 – 6 040 M\$ US
- 18 2019 – 400 M\$ US; 2018 – 400 M\$ US. Assortis d'un taux d'intérêt égal au taux LIBOR de trois mois majoré de 70 points de base.
- 19 2018 – 1 512 M\$ US.
- 20 Essentiellement des escomptes et des frais d'émission de titres de créance non amortis.
- 21 Les taux d'intérêt moyens pondérés sur les billets de trésorerie en cours étaient de 2,0 % au 31 décembre 2019 (2,3 % en 2018).
- 22 Calculé d'après les soldes en cours au 31 décembre 2019 pour les billets à terme, les billets de trésorerie et les prélèvements sur les facilités de crédit.

EMPRUNTS GARANTIS

Les billets garantis de premier rang, qui totalisaient 143 M\$ au 31 décembre 2019, comprennent le financement du réseau Express-Platte. Les billets à payer d'Express-Platte sont garantis par la mobilisation des créances au titre des services de transport du réseau Express-Platte ainsi que par les actifs canadiens liés aux oléoducs d'Express-Platte.

FACILITÉS DE CRÉDIT

Le tableau suivant présente les détails de nos facilités de crédit engagées au 31 décembre 2019.

	Dates d'échéance	Total des facilités	Prélève- ments ¹	Montant disponible
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc.	2021-2024	6 993	5 210	1 783
Enbridge (U.S.) Inc.	2021-2024	7 132	1 734	5 398
Pipelines Enbridge Inc.	2021 ²	3 000	2 030	970
Enbridge Gas Inc.	2021 ²	2 000	898	1 102
Total des facilités de crédit engagées		19 125	9 872	9 253

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

² La date d'échéance tient compte de l'option barrière désactivante d'un an.

Le 7 février 2019 et le 8 février 2019, nous avons résilié certaines facilités de crédit en dollars canadiens et en dollars américains, notamment des facilités détenues par Enbridge, Enbridge Gas, EEP et SEP. Nous avons également accru les montants disponibles dans le cadre de facilités existantes ou obtenu de nouvelles facilités pour remplacer celles qui ont été résiliées par Enbridge, Enbridge (U.S.) Inc. et Enbridge Gas. Par conséquent, le montant disponible total des facilités de crédit a augmenté d'environ 444 M\$.

Le 16 mai 2019, Enbridge Inc. a conclu une facilité de crédit de trois ans non renouvelable et prorogable de 641 M\$ (52,5 G¥) avec un syndicat de banques japonaises.

Le 18 juillet 2019, Enbridge Inc. a conclu une facilité de crédit bilatérale non renouvelable de cinq ans d'un montant de 500 M\$ avec une banque d'Asie.

Outre les facilités de crédit engagées susmentionnées, nous conservons des facilités de crédit à vue non engagées de 916 M\$, sur lesquelles un montant de 476 M\$ était inutilisé au 31 décembre 2019. Au 31 décembre 2018, nous détenions des facilités de crédit non engagées de 807 M\$, sur lesquelles un montant de 548 M\$ était inutilisé.

Nos facilités de crédit sont assujetties à une commission d'engagement moyenne pondérée de 0,1 % par an sur la tranche inutilisée. Les montants prélevés portent intérêt aux taux en vigueur sur le marché. Certaines facilités de crédit servent de filet de sécurité aux billets de trésorerie, et nous pouvons prolonger l'échéance des facilités de crédit, qui s'établit à ce moment-ci entre 2021 et 2024.

Aux 31 décembre 2019 et 2018, les billets de trésorerie et les prélèvements sur les facilités de crédit, déduction faite des emprunts à court terme et des facilités de crédit non renouvelables qui arrivent à échéance dans moins d'un an de respectivement 8 974 M\$ et 7 967 M\$, sont appuyés par les montants disponibles aux termes des facilités de crédit à long terme engagées. Par conséquent, ils ont été classés dans la dette à long terme.

ÉMISSION DE TITRES DE CRÉANCE À LONG TERME

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018, nous avons émis les titres de créance à long terme ci-après, à l'exception des éléments dont il est question à la rubrique « Échange de titres de créance » ci-dessous.

Société	Date d'émission		Montant du capital
<i>(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)</i>			
Enbridge Inc.			
	Octobre 2019	Billets à moyen terme à 2,99 % échéant en octobre 2029	1 000 \$
	Novembre 2019	Billets de premier rang à 2,50 % échéant en juillet 2025	500 \$ US
	Novembre 2019	Billets de premier rang à 3,13 % échéant en novembre 2029	1 000 \$ US
	Novembre 2019	Billets de premier rang à 4,00 % échéant en novembre 2049	500 \$ US
	Mars 2018	Billets à taux fixe-variable de rang inférieur échéant en mars 2078 ¹	850 \$ US
	Avril 2018	Billets à taux fixe-variable de rang inférieur échéant en avril 2078 ²	750 \$
	Avril 2018	Billets à taux fixe-variable de rang inférieur échéant en avril 2078 ³	600 \$ US
Enbridge Gas Inc.			
	Août 2019	Billets à moyen terme à 2,37 % échéant en août 2029	400 \$
	Août 2019	Billets à moyen terme à 3,01 % échéant en août 2049	300 \$
Pipelines Enbridge Inc.			
	Février 2019	Billets à moyen terme à 3,52 % échéant en février 2029	600 \$
	Février 2019	Billets à moyen terme à 4,33 % échéant en février 2049	600 \$
Spectra Energy Partners, LP			
	Août 2019	Billets de premier rang à 3,24 % échéant en août 2029 ⁴	500 \$ US
	Janvier 2018	Billets de premier rang à 3,50 % échéant en janvier 2028 ⁵	400 \$ US
	Janvier 2018	Billets de premier rang à 4,15 % échéant en janvier 2048 ⁵	400 \$ US

1 Arrivent à échéance dans 60 ans et sont remboursables par anticipation après 10 ans. Pour les 10 premières années, les billets portent intérêt au taux fixe de 6,25 %. Par la suite, le taux d'intérêt est établi de manière à évaluer le taux LIBOR à trois mois majoré de 364 points de base de la 10^e à la 30^e année et de 439 points de base de la 30^e à la 60^e année.

2 Arrivent à échéance dans 60 ans et sont remboursables par anticipation après 10 ans. Pour les 10 premières années, les billets portent intérêt au taux fixe de 6,625 %. Par la suite, le taux d'intérêt est établi de manière à évaluer le taux CDOR majoré de 432 points de base de la 10^e à la 30^e année et de 507 points de base de la 30^e à la 60^e année.

3 Arrivent à échéance dans 60 ans et sont remboursables par anticipation après cinq ans. Pour les cinq premières années, les billets portent intérêt au taux fixe de 6,375 %. Par la suite, le taux d'intérêt est établi de manière à évaluer le taux LIBOR à trois mois majoré de 359 points de base de la 5^e à la 10^e année, de 384 points de base de la 10^e à la 25^e année et de 459 points de base de la 25^e à la 60^e année.

4 Émis par le truchement d'Algonquin Gas Transmission, LLC, une filiale en exploitation de SEP.

5 Émis par l'intermédiaire de Texas Eastern, une société en exploitation en propriété exclusive de SEP.

REMBOURSEMENT DE TITRES DE CRÉANCE À LONG TERME

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018, nous avons remboursé les titres de créance à long terme ci-après, à l'exception des éléments dont il est question à la rubrique « Échange de titres de créance » ci-dessous.

Société	Date de remboursement		Montant du capital	Contrepartie en trésorerie ¹
<i>(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)</i>				
Enbridge Inc.				
Remboursement				
	Février 2019	Billets à moyen terme à 4,10 %	300 \$	
	Mai 2019	Billets à taux variable	750 \$	
	Septembre 2019	Billets à moyen terme à 4,77 %	400 \$	
Enbridge Energy Partners, L.P.				
Rachat				
	Février 2019	Billets subordonnés de rang inférieur à taux fixe/ variable à 8,05 % échéant en 2067	400 \$ US	
	Décembre 2019	Billets de premier rang à 5,20 % échéant en 2020	500 \$ US	504 \$ US
	Décembre 2019	Billets de premier rang à 4,38 % échéant en 2020	500 \$ US	509 \$ US
Remboursement				
	Mars 2019	Billets de premier rang à 9,88 %	500 \$ US	
	Avril 2018	Billets de premier rang à 6,50 %	400 \$ US	
	Octobre 2018	Billets de premier rang à 7,00 %	100 \$ US	
Enbridge Income Fund				
Remboursement				
	Décembre 2018	Billets à moyen terme à 4,00 %	125 \$	
Enbridge Pipelines (Southern Lights) L.L.C.				
Remboursement				
	Juin et décembre 2019	Billets de premier rang à 3,98 % échéant en 2040	49 \$ US	
	Juin et décembre 2018	Billets de premier rang à 3,98 % échéant en 2040	43 \$ US	
Pipelines Enbridge Inc.				
Remboursement				
	Novembre 2019	Billets à moyen terme à 4,49 %	200 \$	
	Novembre 2019	Billets à moyen terme à 4,49 %	100 \$	
	Novembre 2018	Billets à moyen terme à 6,62%	170 \$	
	Novembre 2018	Billets à moyen terme à 6,62%	130 \$	
Enbridge Southern Lights LP				
Remboursement				
	Juillet et décembre 2019	Billets de premier rang à 4,01 % échéant en 2040	17 \$	
	Janvier, juillet et décembre 2018	Billets de premier rang à 4,01 % échéant en 2040	27 \$	
Midcoast Energy Partners, L.P.				
Rachat				
	Juillet 2018 ²	Billets de premier rang à 3,56 % échéant en 2019	75 \$ US	76 \$ US
	Juillet 2018 ²	Billets de premier rang à 4,04 % échéant en 2021	175 \$ US	182 \$ US
	Juillet 2018 ²	Billets de premier rang à 4,42 % échéant en 2024	150 \$ US	161 \$ US
Spectra Energy Capital, LLC				
Rachat par voie d'offre publique d'achat				
	Mars 2018 ²	Billets non garantis de premier rang à 6,75 % échéant en 2032	64 \$ US	80 \$ US
	Mars 2018 ²	Billets non garantis de premier rang à 7,50 % échéant en 2038	43 \$ US	59 \$ US
Rachat				
	Mars 2018 ²	Billets non garantis de premier rang à 5,65 % échéant en 2020	163 \$ US	172 \$ US
	Mars 2018 ²	Billets non garantis de premier rang à 3,30 % échéant en 2023	498 \$ US	508 \$ US
Remboursement				
	Avril 2018	Billets de premier rang à 6,20 %	272 \$ US	
	Juillet 2018	Billets de premier rang à 6,75 %	118 \$ US	
Spectra Energy Partners, LP				
Remboursement				
	Septembre 2018	Billets de premier rang à 2,95 %	500 \$ US	
Union Gas Limited				
Remboursement				
	Avril 2018	Billets à moyen terme à 5,35 %	200 \$	
	Août 2018	Débetures à 8,75 %	125 \$	
	Octobre 2018	Débetures de premier rang à 8,65 %	75 \$	
Westcoast Energy Inc.				
Remboursement				
	Janvier 2019	Billets à moyen terme à 5,60 %	250 \$	
	Janvier 2019	Billets à moyen terme à 5,60 %	50 \$	
	Mai et novembre 2019	Billets garantis de premier rang à 6,90 %	26 \$	
	Mai et novembre 2019	Billets garantis de premier rang à 4,34 %	5 \$	
	Décembre 2019	Billets garantis de premier rang à 1,00 %	2 \$	
	Mai et novembre 2018	Billets garantis de premier rang à 6,90 % échéant en 2019	26 \$	
	Mai et novembre 2018	Billets garantis de premier rang à 4,34 % échéant en 2019	9 \$	
	Septembre 2018	Débetures à 8,50 %	150 \$	

¹ La contrepartie en trésorerie est présentée lorsque le montant du remboursement diffère du montant du capital.

² La perte de 64 M\$ (50 M\$ US) découlant de l'extinction de la dette, déduction faite d'un ajustement de juste valeur comptabilisé à la conclusion de l'opération de fusion, a été comptabilisée dans la charge d'intérêts aux états consolidés des résultats.

ÉCHANGE DE TITRES DE CRÉANCE

Le 21 décembre 2018, Enbridge et le fonds ont conclu une transaction consistant à échanger certaines séries d'anciens billets du fonds contre des billets à moyen terme nouvellement émis d'Enbridge d'une valeur en capital équivalente dont les modalités financières sont les mêmes que les billets du fonds.

CLAUSES RESTRICTIVES

Nos conventions de crédit et d'emprunt à terme comportent les dispositions habituelles relatives aux cas de défaillance et des clauses restrictives standards selon lesquelles un remboursement anticipé ou la résiliation des ententes peut être exigé si nous nous trouvons en défaut de paiement ou ne respectons pas certaines clauses. Au 31 décembre 2019, nous respectons toutes les dispositions et clauses relatives à notre dette.

CHARGE D'INTÉRÊTS

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Débitures et billets à terme	2 783	3 011	3 011
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	273	171	206
Amortissement de l'ajustement de la juste valeur – acquisition de Spectra Energy	(67)	(131)	(270)
Intérêts capitalisés	(326)	(348)	(391)
	2 663	2 703	2 556

19. OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Nos OMHS ont principalement trait à la mise hors service de pipelines, d'actifs d'énergie renouvelable, des obligations liées aux ententes de droit de passage et à des baux contractuels pour l'utilisation des terrains.

Les passifs attribuables aux flux de trésorerie attendus comptabilisés dans les états financiers reflètent des taux d'actualisation allant de 1,8 % à 9,0 %.

Le tableau ci-après présente le rapprochement des variations de nos OMHS :

31 décembre	2019	2018
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Obligations au début de l'exercice	989	793
Passifs acquis	—	—
Passifs sortis	(59)	(13)
Passifs engagés	15	145
Passifs réglés	(12)	(21)
Changement d'estimation et autres	(417)	29
Écart de conversion	(18)	22
Charge de désactualisation	22	34
Obligations à la fin de l'exercice	520	989
Présentées comme suit :		
Comptes créditeurs et autres dettes	7	6
Autres passifs à long terme	513	983
	520	989

20. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Le tableau ci-après présente de l'information supplémentaire sur les participations ne donnant pas le contrôle présentées dans nos états financiers consolidés de la situation financière.

31 décembre	2019	2018
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Algonquin Gas Transmission, L.L.C	394	518
Maritimes & Northeast Pipeline, L.L.C	579	613
Actifs d'énergie renouvelable ¹	1 864	1 961
Westcoast Energy Inc. ²	527	841
Autres	—	32
	3 364	3 965

1 Le 1^{er} août 2018, nous avons finalisé la vente de 49 % de notre participation dans les actifs d'énergie renouvelable (note 8). Le solde restant représente l'avantage fiscal dans les installations d'énergie éolienne Magic Valley, Wildcat, Keechi, New Creek et Chapman Ranch, ainsi qu'une participation ne donnant pas le contrôle de 20,0 % dans chacune des installations d'énergie éolienne Magic Valley et Wildcat détenues par des tiers aux 31 décembre 2019 et 2018.

2 Représente 16,6 millions d'actions privilégiées rachetables à dividende cumulatif aux 31 décembre 2019 et 2018, néant et 12 millions d'actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif de Westcoast Energy Inc. détenues par des tiers aux 31 décembre 2019 et 2018 ainsi qu'une participation de 22,2 % dans Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership détenue par des tiers aux 31 décembre 2019 et 2018.

Rachat des titres d'entités détenues à titre de promoteur aux États-Unis

Le 24 août 2018, nous avons conclu une entente définitive avec SEP aux termes de laquelle nous avons accepté d'acquérir la totalité des parts ordinaires publiques de SEP en circulation qui n'étaient pas déjà détenues par nous ou par nos filiales à raison de 1,111 de nos actions ordinaires pour chaque part ordinaire de SEP. À la clôture de la transaction, le 17 décembre 2018, nous avons acquis la totalité des parts ordinaires publiques de SEP en circulation, et SEP est devenue une filiale indirecte en propriété exclusive d'Enbridge. La transaction est évaluée à 3,9 G\$ d'après le cours de clôture de nos actions ordinaires à la Bourse de New York le 14 décembre 2018. Par suite de ce rachat, nous avons comptabilisé des réductions des participations ne donnant pas le contrôle, du surplus d'apport et des passifs d'impôts reportés s'établissant respectivement à 3,0 G\$, 642 M\$ et 167 M\$.

Le 17 septembre 2018, nous avons conclu des ententes définitives avec EEP et EEM aux termes desquelles nous avons accepté de faire l'acquisition de toutes les parts ordinaires de catégorie A publiques en circulation d'EEP et de toutes les actions publiques en circulation cotées en bourse d'EEM qui n'étaient pas déjà détenues par nous ou par nos filiales. Aux termes des ententes, les porteurs de parts publics d'EEP ont reçu 0,335 action ordinaire d'Enbridge pour chaque part ordinaire de catégorie A d'EEP détenue et les actionnaires publics d'EEM ont reçu 0,335 action ordinaire d'Enbridge pour chaque action cotée en bourse d'EEM détenue. À la clôture de chaque transaction, le 20 décembre 2018, nous avons acquis toutes les parts ordinaires publiques en circulation de catégorie A d'EEP et toutes les actions ordinaires publiques en circulation d'EEM, et ces deux entités sont devenues des filiales indirectes en propriété exclusive d'Enbridge. La transaction avec EEP et la transaction avec EEM sont évaluées respectivement à 3,0 G\$ et à 1,3 G\$, d'après le cours de clôture de nos actions ordinaires à la Bourse de New York le 19 décembre 2018. Par suite de ces rachats, nous avons comptabilisé, collectivement pour EEP et EEM, une augmentation des participations ne donnant pas le contrôle et des diminutions du surplus d'apport et des passifs d'impôts reportés s'établissant respectivement à 185 M\$, 3,7 G\$ et 707 M\$.

Pour connaître les dénouements relatifs à ENF, se reporter à la sous-rubrique *Rachat des titres d'entités détenues à titre de promoteur au Canada* de la rubrique *Participations ne donnant pas le contrôle rachetables* ci-après.

Actifs d'énergie renouvelable

Le 1^{er} août 2018, nous avons conclu la vente à l'OIRPC d'une participation de 49 % dans l'ensemble de nos actifs de production d'énergie renouvelable au Canada et d'une participation de 49 % dans deux actifs d'énergie renouvelable aux États-Unis (*note 8*). Par conséquent, nous avons comptabilisé des augmentations des participations ne donnant pas le contrôle, du surplus d'apport et des passifs d'impôts reportés s'établissant respectivement à 1 183 M\$, à 79 M\$ et à 27 M\$ au troisième trimestre de 2018. Pour les exercices 2018 et 2019, les distributions et la répartition des bénéfices de l'OIRPC n'étaient pas proportionnelles à la participation.

Droits de distribution incitatifs de SEP

Le 22 janvier 2018, Enbridge et SEP ont annoncé la finalisation d'une entente définitive, aux termes de laquelle nous avons converti la totalité de nos droits de distribution incitatifs (« DDI ») et de nos participations économiques de commandité dans SEP en 172,5 millions de parts ordinaires de SEP nouvellement émises. Dans le cadre de la transaction, la totalité des DDI ont été éliminés. Par suite de cette restructuration, nous avons constaté en 2018 une réduction des participations ne donnant pas le contrôle de 1,5 G\$ et des augmentations du surplus d'apport et des passifs d'impôts reportés s'établissant respectivement à 1,1 G\$ et 333 M\$. Plus tard en 2018, nous avons acquis la totalité des parts ordinaires en circulation de SEP (se reporter à la sous-rubrique *Rachat des titres d'entités détenues à titre de promoteur aux États-Unis* ci-dessus).

Stratégie visant les sociétés dont la société est le promoteur – EEP

Le 28 avril 2017, nous avons achevé l'examen stratégique d'EEP et pris des mesures comprenant notamment l'acquisition de la totalité des participations d'EEP dans les actifs de Midcoast et la privatisation de Midcoast Energy Partners, L.P. Par suite de ces mesures, nous avons comptabilisé une augmentation des participations ne donnant pas le contrôle de 458 M\$ comprenant les ajustements au titre de l'écart de conversion et une diminution du surplus d'apport de 421 M\$, déduction faite des charges d'impôts reportés de 253 M\$.

Rachat des actions privilégiées de Westcoast

Le 20 mars 2019, Westcoast Energy Inc. a exercé son droit de racheter la totalité de ses actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif au taux de 5,5 % de série 7 (les « actions de série 7 ») en circulation et la totalité de ses actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif au taux de 5,6 % de série 8 (les « actions de série 8 ») en circulation, au prix de 25,00 \$ par action de série 7 et de 25,00 \$ par action de série 8, pour un paiement total de 300 M\$. De plus, un paiement de 4 M\$ a été fait relativement à tous les dividendes cumulés et non versés. Par suite de ce rachat, nous avons comptabilisé une réduction des participations ne donnant pas le contrôle de 300 M\$.

PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE RACHETABLES

Le tableau ci-après présente des renseignements supplémentaires sur les participations ne donnant pas le contrôle rachetables comme elles sont présentées dans nos états consolidés de la situation financière :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Solde au début de l'exercice	4 067	3 392
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	117	175
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts		
Variation des pertes non réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie	3	(21)
Autres éléments du résultat global des satellites	14	—
Reclassement dans le résultat des pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	—	57
Variation de l'écart de conversion	4	(6)
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts	21	30
Distributions aux porteurs de parts	(300)	(247)
Apports des porteurs de parts	70	1 178
Adoption rétrospective modifiée d'une norme comptable	(38)	—
Gain (perte) de dilution, montant net	76	(169)
Ajustement de la valeur de rachat	456	(292)
Rachat des titres d'entités détenues à titre de promoteur ¹	(4 469)	—
Solde à la fin de l'exercice	—	4 067

1. Le 8 novembre 2018, nous avons finalisé l'entente définitive conclue avec ENF et avons acquis toutes les actions détenues par le public d'ENF en circulation qui n'étaient pas déjà détenues par nous ou par nos filiales.

Rachat des titres d'entités détenues à titre de promoteur au Canada

Le 17 septembre 2018, nous avons conclu une entente définitive avec ENF aux termes de laquelle nous avons accepté d'acquérir la totalité des actions ordinaires publiques d'ENF en circulation qui n'étaient pas déjà détenues par nous ou par nos filiales à raison de 0,735 de notre action ordinaire et de trésorerie de 0,45 \$ pour chaque action ordinaire d'ENF. À la clôture de la transaction, le 8 novembre 2018, nous avons acquis la totalité des actions ordinaires publiques d'ENF, et ENF est devenue une filiale en propriété exclusive d'Enbridge. La transaction, compte non tenu de la composante en trésorerie, est évaluée à 4,5 G\$ d'après le cours de clôture de nos actions ordinaires à la Bourse de Toronto le 7 novembre 2018. Par suite de ce rachat, nous avons comptabilisé des réductions des participations ne donnant pas le contrôle rachetables et du surplus d'apport s'établissant respectivement à 4,5 G\$ et à 25 M\$, et aucune incidence sur les impôts reportés. Au 31 décembre 2018, le solde des participations ne donnant pas le contrôle rachetables était de néant.

21. CAPITAL-ACTIONS

Notre capital-actions autorisé se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale et d'un nombre illimité d'actions privilégiées.

ACTIONS ORDINAIRES

31 décembre	2019		2018		2017	
	Nombre d'actions	Montant	Nombre d'actions	Montant	Nombre d'actions	Montant
<i>(en millions de dollars canadiens; nombre d'actions ordinaires en millions)</i>						
Solde au début de l'exercice	2 022	64 677	1 695	50 737	943	10 492
Émission d'actions ordinaires	—	—	—	—	33	1 500
Émission d'actions ordinaires dans le cadre de l'opération de fusion (note 8)	—	—	—	—	691	37 429
Émission d'actions ordinaires dans le cadre du rachat des titres d'entités détenues à titre de promoteur (SEP) (note 20)	—	—	91	3 888	—	—
Émission d'actions ordinaires dans le cadre du rachat des titres d'entités détenues à titre de promoteur (EEP) (note 20)	—	—	72	3 042	—	—
Émission d'actions ordinaires dans le cadre du rachat des titres d'entités détenues à titre de promoteur (EEM) (note 20)	—	—	30	1 267	—	—
Émission d'actions ordinaires dans le cadre du rachat des titres d'entités détenues à titre de promoteur (ENF) (note 20)	—	—	104	4 530	—	—
Régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions	—	—	28	1 181	25	1 226
Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	3	69	2	32	3	90
Solde à la fin de l'exercice	2 025	64 746	2 022	64 677	1 695	50 737

ACTIONS PRIVILÉGIÉES

31 décembre	2019		2018		2017	
	Nombre d'actions	Montant	Nombre d'actions	Montant	Nombre d'actions	Montant
<i>(en millions de dollars canadiens; nombre d'actions privilégiées en millions)</i>						
Actions privilégiées, série A	5	125	5	125	5	125
Actions privilégiées, série B	18	457	18	457	18	457
Actions privilégiées, série C	2	43	2	43	2	43
Actions privilégiées, série D	18	450	18	450	18	450
Actions privilégiées, série F	20	500	20	500	20	500
Actions privilégiées, série H	14	350	14	350	14	350
Actions privilégiées, série J	8	199	8	199	8	199
Actions privilégiées, série L	16	411	16	411	16	411
Actions privilégiées, série N	18	450	18	450	18	450
Actions privilégiées, série P	16	400	16	400	16	400
Actions privilégiées, série R	16	400	16	400	16	400
Actions privilégiées, série 1	16	411	16	411	16	411
Actions privilégiées, série 3	24	600	24	600	24	600
Actions privilégiées, série 5	8	206	8	206	8	206
Actions privilégiées, série 7	10	250	10	250	10	250
Actions privilégiées, série 9	11	275	11	275	11	275
Actions privilégiées, série 11	20	500	20	500	20	500
Actions privilégiées, série 13	14	350	14	350	14	350
Actions privilégiées, série 15	11	275	11	275	11	275
Actions privilégiées, série 17	30	750	30	750	30	750
Actions privilégiées, série 19	20	500	20	500	20	500
Frais d'émission		(155)		(155)		(155)
Solde à la fin de l'exercice		7 747		7 747		7 747

Les caractéristiques des actions privilégiées sont les suivantes :

	Rendement initial	Dividende ¹	Valeur de rachat de base par action ²	Date d'option de rachat et de conversion ^{2, 3}	Droit de conversion ^{3, 4}
<i>(Sauf indication contraire, les montants sont en dollars canadiens)</i>					
Actions privilégiées, série A	5,50 %	1,37500 \$	25 \$	—	—
Actions privilégiées, série B	3,42 %	0,85360 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2022	Série C
	Taux des bons du Trésor à 3 mois majoré de 2,40 %				
Actions privilégiées, série C ⁵		—	25 \$	1 ^{er} juin 2022	Série B
Actions privilégiées, série D	4,46 %	1,11500 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2023	Série E
Actions privilégiées, série F	4,69 %	1,17224 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2023	Série G
Actions privilégiées, série H	4,38 %	1,09400 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2023	Série I
Actions privilégiées, série J	4,89 %	1,22160 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} juin 2022	Série K
Actions privilégiées, série L	4,96 %	1,23972 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} septembre 2022	Série M
Actions privilégiées, série N	5,09 %	1,27152 \$	25 \$	1 ^{er} décembre 2023	Série O
Actions privilégiées, série P ⁶	4,38 %	1,09476 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2024	Série Q
Actions privilégiées, série R ⁶	4,07 %	1,01825 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2024	Série S
Actions privilégiées, série 1	5,95 %	1,48728 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} juin 2023	Série 2
Actions privilégiées, série 3 ⁶	3,74 %	0,93425 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2024	Série 4
Actions privilégiées, série 5 ⁶	5,38 %	1,34383 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} mars 2024	Série 6
Actions privilégiées, série 7 ⁶	4,45 %	1,11224 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2024	Série 8
Actions privilégiées, série 9 ⁶	4,10 %	1,02424 \$	25 \$	1 ^{er} décembre 2024	Série 10
Actions privilégiées, série 11	4,40 %	1,10000 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2020	Série 12
Actions privilégiées, série 13	4,40 %	1,10000 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2020	Série 14
Actions privilégiées, série 15	4,40 %	1,10000 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2020	Série 16
Actions privilégiées, série 17	5,15 %	1,28750 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2022	Série 18
Actions privilégiées, série 19	4,90 %	1,22500 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2023	Série 20

1 Le porteur est en droit de recevoir un dividende privilégié trimestriel fixe et cumulatif, tel que déclaré par le conseil d'administration. Sauf pour ce qui est des actions privilégiées de série A et de série C, le dividende fixe sera rajusté tous les cinq ans à compter de la date du rachat initial et de l'option de conversion. Les actions privilégiées de série 17 et de série 19 comportent une caractéristique selon laquelle le dividende fixe, au moment de son rajustement tous les cinq ans, ne pourra être inférieur à 5,15 % et à 4,90 %, respectivement. Aucune autre série d'actions privilégiées ne comporte une telle caractéristique.

2 Nous pouvons, à notre gré, racheter en tout temps les actions privilégiées de série A. Pour ce qui est des actions privilégiées des autres séries, nous pouvons, à notre gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées en circulation à la valeur de rachat de base par action, majorée des dividendes cumulés et non versés à la date d'option de rachat et tous les cinq ans par la suite.

3 Le porteur aura le droit, à certaines conditions, de convertir, à raison de une action pour une, ses actions en actions privilégiées rachetables à dividende cumulatif d'une série donnée, à la date d'option de conversion et tous les cinq ans par la suite, à un prix d'émission attribué égal à la valeur de rachat de base.

4 Sauf pour ce qui est des actions privilégiées de série A, après les dates de rachat et de l'option de conversion, les porteurs peuvent choisir de recevoir des dividendes trimestriels cumulatifs à taux variable par action, à un taux égal à 25 \$ x (nombre de jours du trimestre/365) x taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours + 2,4 % (série C), 2,4 % (série E), 2,5 % (série G), 2,1 % (série I), 2,7 % (série O), 2,5 % (série Q), 2,5 % (série S), 2,4 % (série 4), 2,6 % (série 8), 2,7 % (série 10), 2,6 % (série 12), 2,7 % (série 14), 2,7 % (série 16), 4,1 % (série 18) ou 3,2 % (série 20); ou 25 \$ US x (nombre de jours du trimestre/365) x taux des bons du Trésor du gouvernement des États-Unis à 3 mois + 3,1 % (série K), 3,2 % (série M), 3,1 % (série 2) ou 2,8 % (série 6).

5 Le montant du dividende trimestriel à taux variable des actions privilégiées de série C a diminué pour passer de 0,25459 \$ à 0,25395 \$ le 1^{er} mars 2019, a augmenté pour passer de 0,25395 \$ à 0,25647 \$ le 1^{er} juin 2019, a diminué pour passer de 0,25647 \$ à 0,25243 \$ le 1^{er} septembre 2019 et a augmenté pour passer de 0,25243 \$ à 0,25305 \$ le 1^{er} décembre 2019, en raison du rajustement chaque trimestre après l'émission des actions visées.

6 Aucune action privilégiée des séries P, R, 3, 5, 7 ou 9 n'avait été convertie aux dates d'option de conversion du 1^{er} mars 2019, du 1^{er} juin 2019, du 1^{er} septembre 2019, du 1^{er} mars 2019, du 1^{er} mars 2019 ou du 1^{er} décembre 2019, respectivement. Toutefois, le montant trimestriel du dividende des actions privilégiées des séries P, R, 3, 5, 7 ou 9 a augmenté pour passer respectivement de 0,25000 \$ à 0,27369 \$ le 1^{er} mars 2019, a augmenté pour passer de 0,25000 \$ à 0,25456 \$ le 1^{er} juin 2019, a diminué pour passer de 0,25000 \$ à 0,23356 \$ le 1^{er} septembre 2019, a augmenté pour passer de 0,27500 \$ US à 0,33625 \$ US le 1^{er} mars 2019, a augmenté pour passer de 0,27500 \$ à 0,27806 \$ le 1^{er} mars 2019 et a diminué pour passer de 0,27500 \$ à 0,25606 \$ le 1^{er} décembre 2019, en raison du rajustement devant être effectué tous les cinq ans après la date d'émission.

RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DE DIVIDENDES ET D'ACHAT D' ACTIONS

Le 2 novembre 2018, nous avons annoncé la suspension immédiate du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions. Avant cette annonce, nos actionnaires pouvaient participer à ce régime, qui permettait à ses participants de recevoir un escompte de 2 % à l'achat d'actions ordinaires au prix du marché au moyen des dividendes réinvestis et de faire des versements supplémentaires facultatifs au comptant pour acheter des actions au prix du marché sans devoir payer de frais de courtage ou d'autres frais. Pour plus de détails sur les dividendes versés, se reporter à la rubrique 7, *Rapport de gestion – Situation de trésorerie et sources de financement – Dividendes*.

RÉGIME DE DROITS DES ACTIONNAIRES

Nous offrons un régime de droits des actionnaires visant à encourager le traitement juste et équitable de ces derniers dans le contexte d'une offre publique d'achat éventuelle nous visant. Les droits émis en vertu du régime peuvent être exercés lorsqu'une personne ou une partie qui lui est liée acquiert ou annonce son intention d'acquérir 20 % ou plus de nos actions ordinaires en circulation sans se conformer à certaines dispositions du régime de droits ou sans l'approbation de notre conseil d'administration. S'il y a acquisition, chaque porteur de droits, à l'exception de la personne qui fait l'acquisition et des parties qui lui sont liées, aura le droit d'acheter nos actions ordinaires avec escompte de 50 % par rapport au prix coté sur le marché à cette date.

22. RÉGIMES D'OPTIONS SUR ACTIONS ET D'UNITÉS D' ACTIONS

Nous offrons quatre régimes de rémunération incitative à long terme : le régime OAAI, le régime d'options d'achat d'actions fondées sur le rendement (« OAAR »), le régime UAFR et le régime UAR. En 2019, Enbridge a adopté un nouveau régime incitatif à long terme entré en vigueur le 13 février 2019. Le régime de 2019 a remplacé plusieurs des anciens régimes d'intéressement incitatifs d'Enbridge, et aucune attribution supplémentaire n'a été faite ou ne sera faite au titre des anciens régimes à compter de la date d'entrée en vigueur. Une tranche de 50 millions d'actions a été approuvée et réservée aux termes du régime OAAI de 2019. Les attributions d'UAFR et d'UAR sont constituées d'unités fictives, comme s'il s'agissait d'actions ordinaires d'Enbridge à raison d'une pour une, et ces unités sont payables au comptant.

Avant l'opération de fusion, Spectra Energy avait un régime incitatif à long terme prévoyant l'octroi d'options sur actions, d'attributions d'actions et d'unités restreintes et non restreintes, et d'autres attributions fondées sur des actions. Une fois l'opération de fusion terminée, Enbridge a remplacé les attributions fondées sur des actions de Spectra par des attributions qui seront réglées en actions d'Enbridge, et les attributions fictives réglées au comptant de Spectra Energy ont été incluses dans la juste valeur des actifs nets acquis (*note 8*).

La charge de rémunération à base d'actions comptabilisée pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017 a respectivement totalisé 117 M\$, 106 M\$ et 165 M\$. L'information à présenter sur les activités et les hypothèses concernant les régimes de rémunération à base d'actions importants figurent ci-après.

OPTIONS D'ACHAT D' ACTIONS INCITATIVES

Nous attribuons à des salariés clés des OAAI visant l'achat d'actions ordinaires et pouvant être exercées au prix coté sur le marché à la date d'attribution. Les droits rattachés aux OAAI s'acquièrent en tranches annuelles égales sur quatre ans et les options échoient dix ans après leur date d'attribution.

	Nombre	Prix d'exercice moyen pondéré	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années)	Valeur intrinsèque totale
31 décembre 2019				
(nombre d'options en milliers; valeur intrinsèque en millions de dollars canadiens)				
Options en cours au début de l'exercice	34 387	43,47		
Options attribuées	6 777	48,32		
Options exercées ¹	(4 519)	34,19		
Options annulées ou échues	(1 598)	50,62		
Options en cours à la fin de l'exercice	35 047	47,73	6,2	157
Options acquises à la fin de l'exercice ²	20 581	47,67	4,7	92

1 La valeur intrinsèque totale des OAAI exercées pendant les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017 s'est respectivement élevée à 58 M\$, à 42 M\$ et à 62 M\$, et la trésorerie reçue à l'exercice d'options a respectivement atteint 1 M\$, 15 M\$ et 17 M\$.

2 La juste valeur totale des options acquises au cours des exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017 aux termes du régime OAAI s'est respectivement élevée à 32 M\$, à 36 M\$ et à 44 M\$.

Les hypothèses moyennes pondérées qui ont servi à établir la juste valeur des OAAI attribuées au moyen du modèle d'évaluation d'options de Black-Scholes-Merton sont présentées dans le tableau suivant :

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
Juste valeur, par option (en dollars canadiens) ¹	4,37	3,86	6,00
Hypothèses servant à l'évaluation			
Durée prévue des options (en années) ²	5	5	5
Volatilité prévue ³	19,9 %	21,9 %	20,4 %
Taux de rendement prévu de l'action ⁴	6,1 %	6,4 %	4,4 %
Taux d'intérêt sans risque ⁵	2,0 %	2,2 %	1,2 %

1 Les options attribuées aux salariés aux États-Unis sont liées aux cours à la Bourse de New York. La valeur des options et les hypothèses indiquées se fondent sur la moyenne pondérée des options attribuées aux États-Unis et de celles attribuées au Canada. Pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017, les justes valeurs par option se sont établies respectivement à 4,04 \$, à 3,75 \$ et à 5,66 \$ pour les salariés au Canada et à 4,09 \$ US, à 3,30 \$ US et à 5,72 \$ US pour les salariés aux États-Unis.

2 La durée prévue de l'option est de six ans en fonction de l'expérience passée relativement à l'exercice d'options et de trois ans pour les salariés admissibles à la retraite.

3 La volatilité prévue est établie d'après la volatilité quotidienne historique du cours de l'action et d'après la volatilité implicite et observable de la valeur des options d'achat peu avant la date d'attribution.

4 Le rendement prévu de l'action correspond au dividende annuel courant à la date d'attribution divisé par le cours de l'action en vigueur.

5 Le taux d'intérêt sans risque est fondé sur le rendement des obligations du gouvernement du Canada et sur le rendement des bons du Trésor des États-Unis.

La charge de rémunération inscrite à l'égard des OAAI pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017 s'est établie, respectivement, à 32 M\$, à 28 M\$ et à 40 M\$. Au 31 décembre 2019, la charge de rémunération non comptabilisée relative à l'attribution de la rémunération à base d'actions, mais dont les droits n'étaient pas encore acquis aux termes du régime OAAI, s'établissait à 18 M\$. Cette charge devrait être intégralement comptabilisée sur une période moyenne pondérée d'une durée estimative de deux ans.

UNITÉS D' ACTIONS FONDÉES SUR LE RENDEMENT

Au titre des attributions d'UAFR à certains employés jouant un rôle clé, des attributions au comptant sont versées au terme d'un cycle de rendement de trois ans. Les attributions sont calculées en multipliant le nombre d'unités en circulation à la fin de la période de rendement par le cours moyen pondéré des actions de la société pendant les 20 jours précédant l'échéance de l'attribution ainsi que par un coefficient de rendement. Le coefficient de rendement se situe entre zéro, si notre rendement est inférieur aux cibles, et un maximum de deux, si notre rendement se situe dans la fourchette de cibles la plus élevée. Le coefficient de rendement est déterminé au moyen du calcul du rang centile du rendement total pour les actionnaires ajusté en fonction de notre risque (en 2017) et du rendement total pour les actionnaires (à compter de 2018) par rapport, dans chacun des cas, à un groupe de sociétés précis et selon nos flux de trésorerie distribuables, ajustés pour tenir compte de facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation, par rapport aux cibles établies au moment de l'attribution. Pour calculer la charge de l'exercice 2019, un coefficient de un a été utilisé pour déterminer les attributions aux termes des UAFR pour chacun des exercices 2017, 2018 et 2019.

	Nombre	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années)	Valeur intrinsèque totale
31 décembre 2019			
<i>(unités en milliers; valeur intrinsèque en millions de dollars canadiens)</i>			
Unités en circulation au début de l'exercice	1 069		
Unités attribuées	1 093		
Unités annulées	(65)		
Unités arrivées à échéance ¹	(25)		
Réinvestissement de dividendes	117		
Unités en circulation à la fin de l'exercice	2 189	1,5	111

¹ Le montant total payé pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017 au titre des UAFR s'est élevé, respectivement, à 19 M\$, à 18 M\$ et à 28 M\$.

La charge de rémunération inscrite au titre des UAFR pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017 s'est établie, respectivement, à 40 M\$, à 15 M\$ et à 5 M\$. Au 31 décembre 2019, la charge de rémunération non comptabilisée liée aux UAFR attribuées non acquises s'établissait à 55 M\$. Cette charge devrait être entièrement comptabilisée sur une période moyenne pondérée d'une durée estimative de deux ans.

UNITÉS D' ACTIONS RESTREINTES

Au titre des attributions d'UAR, certains de nos salariés reçoivent des attributions en espèces après une période de 35 mois. Les détenteurs d'UAR reçoivent un montant au comptant correspondant au cours moyen pondéré des actions pendant les 20 jours précédant l'échéance de l'attribution, multiplié par le nombre d'unités en cours à la date d'échéance.

	Nombre	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années)	Valeur intrinsèque totale
31 décembre 2019			
<i>(unités en milliers; valeur intrinsèque en millions de dollars canadiens)</i>			
Unités en circulation au début de l'exercice	1 213		
Unités attribuées	1 087		
Unités annulées	(96)		
Unités arrivées à échéance ¹	(706)		
Réinvestissement de dividendes	126		
Unités en circulation à la fin de l'exercice	1 624	1,6	82

¹ Le montant total payé au cours des exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017 au titre des UAR s'est élevé, respectivement, à 34 M\$, à 41 M\$ et à 39 M\$.

La charge de rémunération inscrite à l'égard des UAR pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017 s'est établie, respectivement, à 41 M\$, à 32 M\$ et à 46 M\$. Au 31 décembre 2019, la charge de rémunération non comptabilisée relative à l'attribution d'UAR encore non acquises s'établissait à 47 M\$. Cette charge devrait être intégralement comptabilisée sur une période moyenne pondérée d'environ deux ans.

23. COMPOSANTES DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

Les tableaux qui suivent présentent les variations du cumul des autres éléments du résultat global attribuables à nos porteurs d'actions ordinaires pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017 :

	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures d'investis- sement net	Écart de conversion cumulatif	Satellites	Ajustement au titre des prestations de retraite et des ACR	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Solde au 1 ^{er} janvier 2019	(770)	(598)	4 323	34	(317)	2 672
Autres éléments du résultat global conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	(599)	320	(2 927)	34	(124)	(3 296)
Autres éléments du résultat global reclassés dans le bénéfice						
Contrats de taux d'intérêt ¹	157	—	—	—	—	157
Contrats sur marchandises ²	(1)	—	—	—	—	(1)
Contrats de change ³	5	—	—	—	—	5
Autres contrats ⁴	(3)	—	—	—	—	(3)
Amortissement de la perte actuarielle au titre des prestations de retraite et des ACR et des coûts des services passés ⁵	—	—	—	—	17	17
	(441)	320	(2 927)	34	(107)	(3 121)
Incidence fiscale						
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	169	(39)	—	6	28	164
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice	(31)	—	—	—	(4)	(35)
	138	(39)	—	6	24	129
Autres	—	—	—	(7)	55	48
Solde au 31 décembre 2019	(1 073)	(317)	1 396	67	(345)	(272)

	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures d'investis- sement net	Écart de conversion cumulatif	Satellites	Ajustement au titre des prestations de retraite et des ACR	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Solde au 1 ^{er} janvier 2018	(644)	(139)	77	10	(277)	(973)
Autres éléments du résultat global conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	(244)	(509)	4 301	16	(85)	3 479
Autres éléments du résultat global reclassés dans le bénéfice						
Contrats de taux d'intérêt ¹	157	—	—	—	—	157
Contrats sur marchandises ²	(1)	—	—	—	—	(1)
Contrats de change ³	7	—	—	—	—	7
Autres contrats ⁴	22	—	—	—	—	22
Amortissement de la perte actuarielle au titre des prestations de retraite et des ACR et des coûts des services passés ⁵	—	—	—	—	16	16
	(59)	(509)	4 301	16	(69)	3 680
Incidence fiscale						
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	57	50	—	8	33	148
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice	(37)	—	—	—	(4)	(41)
	20	50	—	8	29	107
Rachat des titres d'entités détenues à titre de promoteur ⁶	(87)	—	(55)	—	—	(142)
Solde au 31 décembre 2018	(770)	(598)	4 323	34	(317)	2 672

	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures d'investis- sement net	Écart de conversion cumulatif	Satellites	Ajustement au titre des prestations de retraite et des ACR	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Solde au 1 ^{er} janvier 2017	(746)	(629)	2 700	37	(304)	1 058
Autres éléments du résultat global conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	1	478	(2 623)	(11)	18	(2 137)
Autres éléments du résultat global reclassés dans le bénéfice						
Contrats de taux d'intérêt ¹	207	—	—	—	—	207
Contrats sur marchandises ²	(7)	—	—	—	—	(7)
Contrats de change ³	(6)	—	—	—	—	(6)
Autres contrats ⁴	(6)	—	—	—	—	(6)
Amortissement de la perte actuarielle au titre des prestations de retraite et des ACR et des coûts des services passés ⁵	—	—	—	—	41	41
	189	478	(2 623)	(11)	59	(1 908)
Incidence fiscale						
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	(16)	12	—	(16)	(10)	(30)
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice	(71)	—	—	—	(22)	(93)
	(87)	12	—	(16)	(32)	(123)
Solde au 31 décembre 2017	(644)	(139)	77	10	(277)	(973)

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

2 Montants comptabilisés aux postes « Transport et autres services » et « Ventes de marchandises » dans les produits et aux postes « Coûts des marchandises » et « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

3 Montants comptabilisés au poste « Transport et autres services » dans les produits et au poste « Gain (perte) de change net » aux états consolidés des résultats.

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

5 Ces composantes sont comprises dans le calcul du montant net des prestations et sont constatées au poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats.

6 Représente les participations ne donnant pas le contrôle et les participations ne donnant pas le contrôle rachetables historiques liées aux entités détenues à titre de promoteur reclassées dans le cumul des autres éléments du résultat global à la conclusion du rachat.

24. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

RISQUE DE MARCHÉ

Les variations des taux de change, des taux d'intérêt, du prix des marchandises et du cours de nos actions (collectivement, le « risque de marché ») ont une incidence sur notre bénéfice, nos flux de trésorerie et les autres éléments de notre résultat global. Des politiques, processus et systèmes de gestion des risques officiels ont été élaborés pour réduire ces risques.

Les types de risques de marché auxquels nous sommes exposés et les instruments de gestion des risques utilisés pour les réduire sont résumés ci-après. Pour gérer les risques précités, nous avons recours à une combinaison d'instruments dérivés admissibles et non admissibles.

Risque de change

Nous générons des produits, engageons des dépenses et détenons un certain nombre de placements et de filiales dont les comptes sont libellés dans des devises autres que le dollar canadien. Par conséquent, notre bénéfice, nos flux de trésorerie et les autres éléments de notre résultat global sont exposés aux fluctuations découlant de la variabilité des taux de change.

Nous utilisons des instruments financiers dérivés pour couvrir le bénéfice libellé en devises. Nous avons recours à une combinaison d'instruments financiers admissibles et non admissibles pour couvrir les produits et les charges libellés en devises prévus ainsi que pour gérer la variabilité des flux de trésorerie. Nous couvrons certains investissements nets pour les placements et les filiales libellés en dollars américains en ayant recours à des contrats de change dérivés et des titres de créance libellés en dollars américains.

Risque de taux d'intérêt

Nos flux de trésorerie et notre bénéfice sont exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à court terme en raison de l'ajustement périodique des taux d'intérêt sur notre dette à taux variable, soit essentiellement nos billets de trésorerie. Nous surveillons la composition de notre portefeuille de titres d'emprunt à taux fixe et à taux variable pour garder les titres d'emprunt à taux variable consolidés dans la fourchette établie dans la politique approuvée par le conseil d'administration, à savoir, des titres d'emprunt à taux variable représentant au maximum 30 % du total de la dette en cours. Nous avons essentiellement recours à des instruments dérivés admissibles pour gérer le risque de taux d'intérêt. Pour nous prémunir contre l'effet des fluctuations éventuelles des taux d'intérêt, nous avons recours à des swaps taux fixe-taux variable. Nous avons mis en place un programme qui nous permet d'atténuer de façon importante l'incidence de la volatilité des taux d'intérêt à court terme sur notre charge d'intérêts, à l'aide de swaps taux variable-taux fixe au taux de swap moyen de 2,9 %.

Nous sommes exposés aux fluctuations de la juste valeur des titres de créance à taux fixe qui surviennent en raison des variations des taux d'intérêt du marché. Nous utilisons des swaps taux variable-taux fixe, selon le cas, comme couverture contre les fluctuations futures de la juste valeur des titres de créance à taux fixe, afin de limiter l'incidence des fluctuations de la juste valeur de la dette à taux fixe à l'aide de swaps taux fixe-taux variable. Au 31 décembre 2019, aucun swap de taux variable-taux fixe n'était en cours.

Nos flux de trésorerie et notre bénéfice sont également exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à long terme en raison des titres de créance à taux fixes que nous émettrons. Nous pouvons recourir à des swaps sur taux d'intérêt différés pour nous prémunir contre l'effet des fluctuations éventuelles des taux d'intérêt. Nous avons instauré dans certaines de nos filiales un programme afin d'atténuer notre exposition à la volatilité des taux d'intérêt à long terme sur certaines émissions de titres de créance prévues au moyen de swaps taux variable-taux fixe au taux moyen de 3 %.

Risque lié au prix des marchandises

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

Risque sur le cours des actions

Le risque sur le cours des actions est le risque de voir les résultats fluctuer par suite de variations du cours de notre action. Nous sommes exposés au risque lié au cours de notre action ordinaire du fait de l'attribution de diverses formes de rémunération à base d'actions, ce qui influe sur les résultats du fait de la réévaluation des unités en circulation à chaque période. Nous avons recours à des dérivés sur actions pour gérer la volatilité des résultats découlant d'une forme de rémunération à base d'actions, les unités d'actions restreintes. Nous utilisons une combinaison d'instruments dérivés admissibles et non admissibles pour gérer le risque sur le cours des actions.

TOTAL DES INSTRUMENTS DÉRIVÉS

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

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

Le tableau ci-après présente le montant maximal du règlement qui pourrait être reçu advenant ces circonstances particulières. Tous les montants bruts sont présentés dans les états consolidés de la situation financière.

	Instruments dérivés utilisés comme couvertures de flux de trésorerie	Instruments dérivés utilisés comme couvertures d'investissement net	Instruments dérivés non admissibles	Total brut des instruments dérivés tel qu'il est présenté	Montants disponibles à des fins de compensation	Total net des instruments dérivés
31 décembre 2019						
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Comptes débiteurs et autres créances						
Contrats de change	—	—	161	161	(78)	83
Contrats sur marchandises	—	—	163	163	(47)	116
Autres contrats	1	—	3	4	—	4
	1	—	327	328¹	(125)	203
Montants reportés et autres actifs						
Contrats de change	10	—	71	81	(42)	39
Contrats sur marchandises	—	—	17	17	(2)	15
Autres contrats	2	—	1	3	—	3
	12	—	89	101	(44)	57
Comptes créditeurs et autres dettes						
Contrats de change	(5)	(13)	(392)	(410)	78	(332)
Contrats de taux d'intérêt	(353)	—	—	(353)	—	(353)
Contrats sur marchandises	—	—	(173)	(173)	47	(126)
	(358)	(13)	(565)	(936)²	125	(811)
Autres passifs à long terme						
Contrats de change	—	—	(934)	(934)	42	(892)
Contrats de taux d'intérêt	(181)	—	—	(181)	—	(181)
Contrats sur marchandises	(5)	—	(60)	(65)	2	(63)
	(186)	—	(994)	(1 180)	44	(1 136)
Total des actifs (passifs) dérivés, montant net						
Contrats de change	5	(13)	(1 094)	(1 102)	—	(1 102)
Contrats de taux d'intérêt	(534)	—	—	(534)	—	(534)
Contrats sur marchandises	(5)	—	(53)	(58)	—	(58)
Autres contrats	3	—	4	7	—	7
	(531)	(13)	(1 143)	(1 687)	—	(1 687)

1 Montant comptabilisé au poste « Comptes débiteurs et autres créances » (327 M\$ en 2019; 498 M\$ en 2018) et au poste « Montants à recevoir de sociétés affiliées » (1 M\$ en 2019; néant en 2018) aux états consolidés de la situation financière.

2 Montant comptabilisé au poste « Comptes créditeurs et autres dettes » (920 M\$ en 2019; 1 234 M\$ en 2018) et au poste « Montants à payer à des sociétés affiliées » (16 M\$ en 2019; néant en 2018) aux états consolidés de la situation financière.

31 décembre 2018	Instruments dérivés utilisés comme couvertures de flux de trésorerie	Instruments dérivés utilisés comme couvertures d'investis- sement net	Instruments dérivés non admissibles	Total brut des instruments dérivés tel qu'il est présenté	Montants disponibles à des fins de compensation	Total net des instruments dérivés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Comptes débiteurs et autres créances						
Contrats de change	—	—	47	47	(37)	10
Contrats de taux d'intérêt	22	—	—	22	(2)	20
Contrats sur marchandises	2	—	427	429	(114)	315
	24	—	474	498	(153)	345
Montants reportés et autres actifs						
Contrats de change	23	—	39	62	(39)	23
Contrats de taux d'intérêt	5	—	—	5	—	5
Contrats sur marchandises	19	—	33	52	(21)	31
	47	—	72	119	(60)	59
Comptes créditeurs et autres dettes						
Contrats de change	(5)	—	(610)	(615)	37	(578)
Contrats de taux d'intérêt	(163)	—	(178)	(341)	2	(339)
Contrats sur marchandises	—	—	(273)	(273)	114	(159)
Autres contrats	(1)	—	(4)	(5)	—	(5)
	(169)	—	(1 065)	(1 234)	153	(1 081)
Autres passifs à long terme						
Contrats de change	(1)	(15)	(2 196)	(2 212)	39	(2 173)
Contrats de taux d'intérêt	(201)	—	—	(201)	—	(201)
Contrats sur marchandises	—	—	(178)	(178)	21	(157)
Autres contrats	(1)	—	(1)	(2)	—	(2)
	(203)	(15)	(2 375)	(2 593)	60	(2 533)
Total des actifs (passifs) dérivés, montant net						
Contrats de change	17	(15)	(2 720)	(2 718)	—	(2 718)
Contrats de taux d'intérêt	(337)	—	(178)	(515)	—	(515)
Contrats sur marchandises	21	—	9	30	—	30
Autres contrats	(2)	—	(5)	(7)	—	(7)
	(301)	(15)	(2 894)	(3 210)	—	(3 210)

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

Aux 31 décembre	2019					2018		
	2020	2021	2022	2023	2024	Par la suite	Total	Total
Contrats de change – contrats à terme en dollars américains – achat <i>(en millions de dollars américains)</i>	1 121	—	—	—	—	—	1 121	926
Contrats de change – contrats à terme en dollars américains – vente <i>(en millions de dollars américains)</i>	5 631	4 946	5 182	1 804	1 856	—	19 419	19 075
Contrats de change – contrats à terme en livres sterling – vente <i>(en millions de livres sterling)</i>	94	27	28	29	30	90	298	318
Contrats de change – contrats à terme en euros – achat <i>(en millions d'euros)</i>	—	—	—	—	—	—	—	226
Contrats de change – contrats à terme en euros – vente <i>(en millions d'euros)</i>	23	94	94	92	91	515	909	909
Contrats de change – contrats à terme en yens – achat <i>(en millions de yens)</i>	—	—	72 500	—	—	—	72 500	52 662
Contrats de taux d'intérêt – taux fixe à payer à court terme <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	6 090	4 090	400	48	35	121	10 784	19 664
Contrats de taux d'intérêt – taux fixe à payer à long terme <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	3 533	1 569	—	—	—	—	5 102	8 558
Contrats sur actions <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	20	34	—	—	—	—	54	55
Contrats sur marchandises – gaz naturel <i>(en milliards de pieds cubes)</i>	(33)	14	15	3	—	—	(1)	(167)
Contrats sur marchandises – pétrole brut <i>(en millions de barils)</i>	28	—	—	—	—	—	28	4
Contrats sur marchandises – LGN <i>(en millions de barils)</i>	2	—	—	—	—	—	2	—
Contrats sur marchandises – électricité <i>(en mégawattheures (« MWh »))</i>	80	(3)	(43)	(43)	(43)	(43) ¹	(16) ²	(7) ²

1 Au 31 décembre 2019, la colonne « Par la suite » comprend la moyenne des achats nets (ventes nettes) d'électricité de (43) MWh pour 2025.

2 La colonne « Total » correspond à la moyenne des achats nets (ventes nettes) d'électricité.

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

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

	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Montant des gains (pertes) non réalisés comptabilisés dans les autres éléments du résultat global			
Couvertures de flux de trésorerie			
Contrats de change	(19)	19	(5)
Contrats de taux d'intérêt	(559)	(190)	6
Contrats sur marchandises	(25)	2	11
Autres contrats	10	(3)	1
Couvertures d'investissement net			
Contrats de change	2	31	284
	(591)	(141)	297
Montant des (gains) pertes reclassées du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net			
Contrats de change ¹	5	5	(104)
Contrats de taux d'intérêt ^{2,3}	157	184	384
Contrats sur marchandises ⁴	(1)	(1)	(9)
Autres contrats ⁵	(3)	3	8
	158	191	279

1 Comptabilisés au poste « Transport et autres services » dans les produits et au poste « Gain (perte) de change net » aux états consolidés des résultats.

2 Comptabilisés au poste « Charge d'intérêts » aux états consolidés des résultats. Depuis le 1er janvier 2019, l'inefficacité des couvertures n'est plus évaluée ni comptabilisée. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la note 2.

3 Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, comprennent le règlement d'une perte de 296 M\$ relative à la résiliation de swaps de taux d'intérêt à long terme étant donné que l'émission de titres de créance à long terme est peu probable.

4 Comptabilisés aux postes « Transport et autres services » et « Ventes de marchandises » dans les produits et aux postes « Coûts des marchandises » et « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

5 Comptabilisés au poste « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

Nous estimons qu'une perte de 80 M\$ comptabilisée dans le cumul des autres éléments du résultat global résultant des couvertures de flux de trésorerie sera reclassée au résultat dans les 12 prochains mois. Les montants réels reclassés au résultat dépendront des taux de change, des taux d'intérêt et des prix des marchandises en vigueur au moment où les contrats dérivés en cours viendront à échéance. Au 31 décembre 2019, la durée maximale des couvertures de flux de trésorerie était de 24 mois pour toutes les opérations qui étaient prévues.

Dérivés à la juste valeur

Pour les instruments dérivés sur taux d'intérêt qui sont conçus et admissibles comme couvertures de la juste valeur, le gain ou la perte sur le dérivé de même que la perte ou le gain compensatoire sur l'élément couvert attribuable au risque couvert sont inscrits au poste « Charge d'intérêts » des états consolidés des résultats.

Exercice clos les 31 décembre	2019	2018
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Gain non réalisé sur dérivé	—	7
Gain non réalisé sur élément couvert	—	1
Perte réalisée sur dérivé	—	(8)
Perte réalisée sur élément couvert	—	(1)

Dérivés non admissibles

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

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Contrats de change ¹	1 626	(1 390)	1 284
Contrats de taux d'intérêt ²	178	5	157
Contrats sur marchandises ³	(62)	485	(199)
Autres contrats ⁴	9	(3)	—
Total des gains (pertes) non réalisés liés à la variation de la juste valeur des dérivés, montant net	1 751	(903)	1 242

1 Pour les exercices indiqués, comptabilisés au poste « Transport et autres services » dans les produits (gain de 930 M\$ en 2019; perte de 1 108 M\$ en 2018; gain de 800 M\$ en 2017) et au poste « Gain (perte) de change net » (gain de 696 M\$ en 2019; perte de 282 M\$ en 2018; gain de 484 M\$ en 2017) aux états consolidés des résultats.

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

3 Pour les exercices indiqués, comptabilisés au poste « Transport et autres services » dans les produits (perte de 26 M\$ en 2019; gain de 66 M\$ en 2018; perte de 104 M\$ en 2017), au poste « Ventes de marchandises » (perte de 544 M\$ en 2019; gain de 599 M\$ en 2018; gain de 90 M\$ en 2017), au poste « Coûts des marchandises » (gain de 459 M\$ en 2019; perte de 193 M\$ en 2018; perte de 223 M\$ en 2017) et au poste « Exploitation et administration » (gain de 49 M\$ en 2019; gain de 13 M\$ en 2018; gain de 38 M\$ en 2017) dans les charges aux états consolidés des résultats.

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

RISQUE DE LIQUIDITÉ

Le risque de liquidité représente le risque que nous ne puissions honorer nos obligations financières, y compris les engagements et les garanties, lorsque celles-ci deviennent exigibles. Afin d'atténuer ce risque, nous prévoyons nos besoins en trésorerie pour une période de 12 mois afin de déterminer si nous disposerons des fonds nécessaires et conservons des liquidités disponibles substantielles aux termes de nos marges de crédit bancaires engagées pour parer aux éventualités. Nos principales sources de liquidités et de financement sont les fonds provenant de l'exploitation, l'émission de billets de trésorerie et les prélèvements effectués sur les facilités de crédit engagées, ainsi que la dette à long terme, qui comprend des débetures et des billets à moyen terme. Nous maintenons également à jour un prospectus préalable de base auprès des autorités en valeurs mobilières, ce qui nous permet, sous réserve des conditions du marché, d'accéder rapidement aux marchés boursiers canadiens ou américains. De plus, nous nous assurons de disposer de liquidités suffisantes en obtenant auprès d'un groupe diversifié de banques et d'institutions des facilités de crédit engagées qui nous permettent de répondre à tous nos besoins prévus pendant environ un an sans recourir aux marchés financiers. Nous respectons toutes les modalités de nos ententes de facilités de crédit engagées et de nos conventions d'emprunts à terme au 31 décembre 2019. Par conséquent, nous avons accès à toutes nos facilités de crédit, et les banques sont tenues de nous accorder du financement aux termes de celles-ci.

RISQUE DE CRÉDIT

Conclure des instruments dérivés peut également donner lieu à un risque de crédit. Le risque de crédit découle de la possibilité qu'une contrepartie manque à ses obligations contractuelles. Pour atténuer ce risque, nous concluons des opérations de gestion des risques principalement avec des institutions dont la notation de crédit est élevée. Le risque de crédit lié aux contreparties à des dérivés est géré au moyen du maintien et de la surveillance de limites de crédit et d'exigences contractuelles, de conventions de compensation et du suivi constant du risque des contreparties à l'aide de services de notation de crédit externes et d'autres outils analytiques.

Nous avons en cours, à l'égard des instruments dérivés, des concentrations du risque de crédit ainsi qu'une exposition à ce risque auprès des institutions suivantes.

31 décembre	2019	2018
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Institutions financières au Canada	146	28
Institutions financières aux États-Unis	40	107
Institutions financières en Europe	3	84
Institutions financières en Asie	92	6
Autres ¹	113	337
	394	562

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

Au 31 décembre 2019, nous avons fourni des lettres de crédit totalisant néant tenant lieu de garantie en trésorerie à nos contreparties aux termes de contrats de l'International Swaps and Derivatives Association (« ISDA »). Nous ne détenions aucune garantie en trésorerie à l'égard d'expositions à des actifs dérivés aux 31 décembre 2019 et 2018.

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

Le risque de crédit découle aussi des comptes clients et des autres effets à recevoir à long terme. Ce risque est atténué au moyen de limites de crédit et d'exigences contractuelles, d'évaluations de la notation et de conventions de compensation. Au sein d'Enbridge Gas, le risque de crédit est atténué par le fait que ces services publics comptent une clientèle nombreuse et diversifiée et qu'ils peuvent recouvrer un montant estimatif des créances douteuses par la voie de la tarification. Nous surveillons activement la vigueur financière d'importants clients industriels. Dans certains cas, nous obtenons des garanties supplémentaires afin de réduire le risque de défaut sur créances. En règle générale, nous constituons une provision pour les comptes débiteurs impayés depuis plus de 30 jours et les classons dans les comptes en souffrance. Le risque de crédit maximal lié aux actifs financiers non dérivés correspond à leur valeur comptable.

ÉVALUATION DE LA JUSTE VALEUR

Nos actifs et passifs financiers évalués à la juste valeur sur une base récurrente comprennent les instruments dérivés. Nous fournissons également des informations sur la juste valeur d'autres instruments financiers qui ne sont pas évalués à la juste valeur. La juste valeur des instruments financiers reflète les meilleures estimations de la valeur de marché établies par nous d'après des modèles ou techniques d'évaluation généralement reconnus et les prix et taux du marché observables. Lorsque ces valeurs ne sont pas disponibles, nous avons recours à l'analyse des flux de trésorerie actualisés d'après les courbes de taux applicables en fonction des données du marché pour estimer la juste valeur.

JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

Nous répartissons nos instruments dérivés évalués à la juste valeur selon trois niveaux établis en fonction du caractère observable des données entrant dans l'évaluation.

Niveau 1

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

Niveau 2

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

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

Niveau 3

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

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

Nous avons classé nos actifs et passifs dérivés évalués à la juste valeur comme suit :

31 décembre 2019 <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total brut des instruments dérivés
Actifs financiers				
Actifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	161	—	161
Contrats sur marchandises	—	33	130	163
Autres contrats	—	4	—	4
	—	198	130	328
Actifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	81	—	81
Contrats sur marchandises	—	12	5	17
Autres contrats	—	3	—	3
	—	96	5	101
Passifs financiers				
Passifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	(410)	—	(410)
Contrats de taux d'intérêt	—	(353)	—	(353)
Contrats sur marchandises	(5)	(23)	(145)	(173)
Autres contrats	—	—	—	—
	(5)	(786)	(145)	(936)
Passifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	(934)	—	(934)
Contrats de taux d'intérêt	—	(181)	—	(181)
Contrats sur marchandises	—	(6)	(59)	(65)
Autres contrats	—	—	—	—
	—	(1 121)	(59)	(1 180)
Total des actifs (passifs) financiers, montant net				
Contrats de change	—	(1 102)	—	(1 102)
Contrats de taux d'intérêt	—	(534)	—	(534)
Contrats sur marchandises	(5)	16	(69)	(58)
Autres contrats	—	7	—	7
	(5)	(1 613)	(69)	(1 687)

	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total brut des instruments dérivés
31 décembre 2018				
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Actifs financiers				
Actifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	47	—	47
Contrats de taux d'intérêt	—	22	—	22
Contrats sur marchandises	24	45	360	429
	24	114	360	498
Actifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	62	—	62
Contrats de taux d'intérêt	—	5	—	5
Contrats sur marchandises	—	30	22	52
	—	97	22	119
Passifs financiers				
Passifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	(615)	—	(615)
Contrats de taux d'intérêt	—	(341)	—	(341)
Contrats sur marchandises	(7)	(28)	(238)	(273)
Autres contrats	—	(5)	—	(5)
	(7)	(989)	(238)	(1 234)
Passifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	(2 212)	—	(2 212)
Contrats de taux d'intérêt	—	(201)	—	(201)
Contrats sur marchandises	—	(23)	(155)	(178)
Autres contrats	—	(2)	—	(2)
	—	(2 438)	(155)	(2 593)
Total des actifs (passifs) financiers, montant net				
Contrats de change	—	(2 718)	—	(2 718)
Contrats de taux d'intérêt	—	(515)	—	(515)
Contrats sur marchandises	17	24	(11)	30
Autres contrats	—	(7)	—	(7)
	17	(3 216)	(11)	(3 210)

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

31 décembre 2019	Juste valeur	Données non observables	Prix/ volatilité minimum	Prix/ volatilité maximum	Prix/ volatilité moyen pondéré	Unité de mesure
<i>(juste valeur en millions de dollars canadiens)</i>						
Contrats sur marchandises – financiers¹						
Gaz naturel	—	Prix à terme du gaz	1,95	4,88	3,04	dollars par MBTU²
Pétrole brut	4	Prix à terme du brut	44,24	82,29	52,76	dollars par baril
LGN	3	Prix à terme des LGN	0,54	0,86	0,82	dollars par gallon
Électricité	(61)	Prix à terme de l'électricité	27,84	71,79	57,46	dollars par MWh
Contrats sur marchandises – avec livraison physique¹						
Gaz naturel	28	Prix à terme du gaz	1,00	8,37	2,53	dollars par MBTU²
Pétrole brut	(45)	Prix à terme du brut	40,20	90,75	70,27	dollars par baril
LGN	2	Prix à terme des LGN	0,18	2,01	0,79	dollars par gallon
	(69)					

¹ Les contrats à terme sur marchandises avec livraison physique et financiers sont évalués au moyen d'une méthode d'évaluation axée sur le marché.

² Un million de British Thermal Units (« MBTU »).

En cas d'ajustement, les données non observables importantes présentées dans le tableau qui précède auraient une incidence directe sur la juste valeur de nos instruments dérivés de niveau 3. Les données non observables importantes qui ont servi à l'évaluation de la juste valeur des instruments dérivés du niveau 3 comprennent les prix à terme des marchandises et, dans le cas des contrats d'options, la volatilité des prix. Des variations des prix à terme des marchandises pourraient entraîner des écarts importants entre les justes valeurs de nos instruments dérivés du niveau 3. Des variations de la volatilité des prix pourraient avoir pour effet de modifier la valeur des contrats d'options. En général, la modification d'une estimation des prix à terme des marchandises n'a pas rapport avec la modification de l'estimation de la volatilité des prix.

Les variations de la juste valeur nette des actifs et passifs dérivés classée au niveau 3 dans la hiérarchie des justes valeurs ont été comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Montant net des passifs dérivés de niveau 3 au début de la période	(11)	(387)
Total des gains (pertes)		
Compris dans le résultat ¹	27	206
Compris dans les autres éléments du résultat global	(25)	2
Règlements	(60)	168
Montant net des passifs dérivés de niveau 3 à la fin de la période	(69)	(11)

¹ Comptabilisés au poste « Transport et autres services » dans les produits et aux postes « Coûts des marchandises » et « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

Nous avons pour politique de comptabiliser les transferts au dernier jour de la période. Il n'y a eu aucun transfert d'un niveau à un autre aux 31 décembre 2019 et 2018.

JUSTE VALEUR D'AUTRES INSTRUMENTS FINANCIERS

Nos autres placements à long terme dans d'autres entités qui n'ont pas de prix cotés sur un marché actif sont classés comme des placements évalués à la juste valeur et comptabilisés au coût diminué de la perte de valeur. La valeur comptable des placements évalués à la juste valeur et des autres placements à long terme totalisait, respectivement, 99 M\$ et 102 M\$ aux 31 décembre 2019 et 2018.

Nous avons des investissements à long terme soumis à restrictions détenus en fiducie totalisant respectivement 434 M\$ et 323 M\$ aux 31 décembre 2019 et 2018 qui sont comptabilisés à leur juste valeur.

Nous avons un placement dans des actions privilégiées détenu jusqu'à l'échéance que nous comptabilisons à son coût amorti de 580 M\$ et de 478 M\$, respectivement, aux 31 décembre 2019 et 2018. Ces actions privilégiées donnent droit à un dividende privilégié cumulatif fondé sur le rendement des obligations du gouvernement du Canada à 10 ans, majoré de 4,38 %. Aux 31 décembre 2019 et 2018, la juste valeur de ce placement dans des actions privilégiées avoisinait sa valeur nominale de 580 M\$.

Aux 31 décembre 2019 et 2018, la valeur comptable de notre dette à long terme était, respectivement, de 64,4 G\$ et de 63,9 G\$, avant les frais d'émission de la dette, et sa juste valeur était, respectivement, de 70,5 G\$ et de 64,4 G\$. Nous avons également des billets à recevoir à long terme constatés à leur valeur comptable au poste « Montants reportés et autres actifs » des états consolidés de la situation financière. Aux 31 décembre 2019 et 2018, les billets à recevoir à long terme avaient une valeur comptable respective de 1 026 M\$ et de 767 M\$, ce qui avoisine leur juste valeur.

La juste valeur des autres actifs et passifs financiers, exception faite des instruments dérivés, des autres placements à long terme, des placements à long terme soumis à restrictions et de la dette à long terme avoisine leur coût étant donné la courte période à courir jusqu'à l'échéance.

COUVERTURES DES INVESTISSEMENTS NETS

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

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018, nous avons constaté, respectivement, un gain de change non réalisé de 317 M\$ et une perte de change non réalisée de 479 M\$ à la conversion de la dette libellée en dollars américains, ainsi que des gains non réalisés sur la variation de la juste valeur de nos contrats de change à terme en vigueur de 2 M\$ et de 30 M\$, respectivement, dans les autres éléments du résultat global. Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018, nous avons constaté dans les autres éléments du résultat global des pertes réalisées de néant et de 45 M\$, respectivement, relativement au règlement des contrats de change à terme ainsi que des pertes réalisées de néant et de 14 M\$, respectivement, relativement au règlement de la dette libellée en dollars américains, instruments qui étaient arrivés à échéance durant la période.

25. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

RAPPROCHEMENT DES TAUX D'IMPOSITION

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant impôts	7 535	3 570	569
Taux d'imposition réglementaire fédéral du Canada	15 %	15 %	15 %
Impôts prévus au taux réglementaire fédéral	1 130	536	85
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :			
Impôts des provinces et des États sur les bénéfices ¹	415	(24)	133
Écarts des taux réglementaires et des taux d'imposition à l'étranger	129	94	(601)
Incidence de la réforme fiscale américaine ²	—	(2)	(2 045)
Incidences du traitement comptable s'appliquant aux activités à tarifs réglementés ³	(63)	(163)	(189)
Montant déductible des frais d'intérêts à l'étranger ⁴	(29)	(134)	(124)
Impôt de la partie VI.1, moins la déduction pour l'impôt de la partie I ⁵	78	76	68
Perte de valeur de l'écart d'acquisition	—	192	15
Impôt BEAT des États-Unis	67	43	—
Partie non imposable du gain (de la perte) à la vente d'un placement à une partie non liée ⁶	—	31	—
Provision pour moins-value ⁷	26	(172)	(17)
Placements intersociétés ⁸	(14)	(149)	77
Participations ne donnant pas le contrôle	(13)	(47)	(80)
Autres	(18)	(44)	(19)
(Économie) charge d'impôts	1 708	237	(2 697)
Taux d'imposition effectif	22,7 %	6,6 %	(474,0) %

1 La variation des impôts des provinces et des États entre 2018 et 2019 reflète l'augmentation des bénéfices et l'incidence des modifications apportées au taux d'imposition aux États-Unis et au Canada.

2 Ce montant découle de l'adoption de la loi intitulée *Tax Cuts and Jobs Act* (la « loi TCJA ») aux États-Unis le 22 décembre 2017, laquelle comprend une réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés le faisant passer de 35 % à 21 % pour les années d'imposition ouvertes après le 31 décembre 2017.

3 Le montant pour 2019 comprend la composante fédérale relativement à l'incidence fiscale de la radiation d'actifs réglementés (note 7).

4 La baisse du montant déductible des frais d'intérêts à l'étranger en 2019 est attribuable à la variation du portefeuille de prêts s'y rattachant ainsi qu'aux modifications fiscales apportées au Canada, aux États-Unis et en Europe.

5 L'impôt relatif à la Partie VI.1 est un impôt prélevé sur les dividendes sur actions privilégiées versés au Canada.

6 Le montant correspond à la composante fédérale de la partie non imposable du gain à la vente des entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel en 2018.

7 L'augmentation en 2018 est attribuable à la composante fédérale de l'incidence fiscale d'une provision pour moins-value sur les actifs d'impôts reportés relatifs à un écart temporaire externe dont la réalisation, en 2018, est devenue plus probable qu'improbable.

8 Le montant correspond à la composante fédérale du changement d'assertion concernant le mode de recouvrement des placements intersociétés, de sorte qu'il a fallu comptabiliser un impôt reporté en excédent des écarts temporaires, pour la ligne de raccordement Montana-Alberta (note 8), les actifs d'énergie renouvelable en 2018 et pour EIPLP en 2017.

COMPOSANTES DU BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS ET DES IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2019	2018	2017
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices			
Canada	3 560	118	2 200
États-Unis	3 115	2 582	(2 431)
Autres	860	870	800
	7 535	3 570	569
Impôts exigibles			
Canada	347	311	129
États-Unis	107	66	46
Autres	98	8	5
	552	385	180
Impôts reportés			
Canada	490	(598)	299
États-Unis	672	439	(3 160)
Autres	(6)	11	(16)
	1 156	(148)	(2 877)
(Économie) charge d'impôts	1 708	237	(2 697)

COMPOSANTES DES IMPÔTS REPORTÉS

Des actifs et passifs d'impôts reportés sont comptabilisés au titre des conséquences fiscales futures des différences entre la valeur comptable des actifs et des passifs et leur valeur fiscale. Les principales composantes des actifs et passifs d'impôts reportés s'établissent comme suit :

31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2019	2018
Passifs d'impôts reportés		
Immobilisations corporelles	(7 290)	(7 018)
Placements	(4 620)	(4 441)
Actifs réglementaires	(1 052)	(756)
Autres	(40)	(192)
Total des passifs d'impôts reportés	(13 002)	(12 407)
Actifs d'impôts reportés		
Instruments financiers	679	1 103
Régimes de retraite et d'ACR	206	181
Report en avant de pertes	1 693	1 820
Autres	1 641	1 274
Total des actifs d'impôts reportés	4 219	4 378
Moins : provision pour moins-value	(84)	(51)
Total des actifs d'impôts reportés, montant net	4 135	4 327
Passifs d'impôts reportés, montant net	(8 867)	(8 080)
Montants présentés comme suit :		
Total des actifs d'impôts reportés	1 000	1 374
Total des passifs d'impôts reportés	(9 867)	(9 454)
Passifs d'impôts reportés, montant net	(8 867)	(8 080)

Une provision pour moins-value a été constituée au titre de certains reports en avant de pertes et de crédits, ainsi que d'écarts temporaires sur des placements d'origine externe qui viennent réduire les actifs d'impôts reportés à un montant dont la réalisation est plus probable qu'improbable.

Aux 31 décembre 2019 et 2018, nous avons comptabilisé une économie au titre des reports en avant de pertes fiscales inutilisées au Canada, respectivement de 3,2 G\$ et de 3,4 G\$, qui commencent à expirer à compter de 2026.

Aux 31 décembre 2019 et 2018, nous avons comptabilisé une économie au titre des reports en avant de pertes fiscales inutilisées aux États-Unis, respectivement de 3,6 G\$ et de 3,4 G\$, qui commencent à expirer en 2023.

Nous n'avons pas comptabilisé d'impôts reportés sur la différence entre la valeur comptable de la quasi-totalité de nos filiales étrangères et de leur assiette fiscale respective, car nous prévoyons réinvestir de manière permanente les bénéfices de ces filiales dans leurs activités. Par conséquent, ces investissements ne devraient pas donner lieu à des impôts sur les bénéfices dans un avenir prévisible. L'écart entre la valeur comptable de chaque investissement et son assiette fiscale découle en grande partie des bénéfices non répartis et de l'écart de change. Les bénéfices non répartis et l'écart de change des filiales étrangères à l'égard desquels aucun impôt reporté n'a été constaté se chiffraient respectivement à 5,3 G\$ et à 5,8 G\$ aux 31 décembre 2019 et 2018. Si ces bénéfices étaient distribués sous forme de dividendes ou autrement, nous pourrions être assujettis à des impôts et à des retenues d'impôt étranger. Sur le plan pratique, il n'est pas possible de déterminer le passif d'impôts reportés qui se rapporte à ces montants.

Enbridge et certaines de ses filiales sont assujetties à l'impôt au Canada, aux États-Unis et dans d'autres pays. Les principaux pays dans lesquels nous pouvons faire l'objet d'examen comprennent les États-Unis (au fédéral) et le Canada (au fédéral, en Alberta et en Ontario). Nous pouvons encore être soumis à un examen par les autorités fiscales canadiennes pour les années d'imposition 2010 à 2019 et par les autorités fiscales américaines pour les années d'imposition 2015 à 2019. Pour l'heure, nous faisons l'objet d'un examen fiscal au Canada pour les années d'imposition 2013 à 2017. À l'heure actuelle, nous ne sommes l'objet d'aucun examen sur des questions fiscales dans les autres pays importants où nous sommes assujettis à l'impôt sur les bénéfices.

Réforme fiscale américaine

Le 22 décembre 2017, les États-Unis ont promulgué la loi loi TCJA. En raison de la loi TCJA, nous avons comptabilisé une charge d'impôt de 67 M\$ et de 43 M\$, respectivement, pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018 relativement à la disposition intitulée Base Erosion and Anti-Abuse (« BEAT »). Nous n'avons comptabilisé aucune provision au titre de la disposition intitulée Global Intangible Low Taxed Income (« GILTI »).

La plupart des modifications apportées à la loi TCJA sont en vigueur pour les exercices ouverts après le 31 décembre 2017. Ces changements sont considérables et complexes, et le plus important d'entre eux consiste en la réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés, qui a été ramené de 35 % à 21 %. En 2017, nous avons également été visés par une taxe de rapatriement présumé non récurrente, ou « toll tax », sur les bénéfices non distribués et les bénéfices des sociétés affiliées étrangères à contrôle américain, y compris les filiales canadiennes.

Au cours du premier trimestre de 2018, nous avons peaufiné notre calcul du passif réglementaire lié à la loi TCJA, ce qui a donné lieu à une réduction de 30 M\$ du passif réglementaire global. Une réduction additionnelle du passif réglementaire d'un montant de 223 M\$ a été comptabilisée au quatrième trimestre de 2018 relativement aux dossiers tarifaires, éliminant ainsi une partie du passif réglementaire auparavant inclus dans la base de tarification de SEP.

En 2017, nous avons effectué des estimations raisonnables quant à l'évaluation et à la comptabilisation de certains effets de la loi TCJA conformément au Staff Accounting Bulletin No. 118 (« SAB 118 ») de la SEC. Par conséquent, nous avons comptabilisé une augmentation de 34 M\$ de notre charge d'impôts exigibles pour 2017 en lien avec la taxe de rapatriement, ou « toll tax », qui est payable sur huit ans. Nous avons également comptabilisé une diminution de 2,0 G\$ de notre charge d'impôts reportés de 2017 relativement à la baisse du taux d'imposition fédéral des sociétés. La comptabilisation de ces montants a réduit de 3,1 G\$ le cumul de nos passifs d'impôts reportés cumulés et accru de 1,1 G\$ notre passif réglementaire en 2017. Nous avons également ajusté d'un montant de 0,2 G\$ notre provision pour moins-value à l'égard de certains actifs d'impôts reportés existants au 31 décembre 2016 afin de tenir compte de la réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés. Nous avons comptabilisé ces conséquences fiscales et inclus les montants correspondants dans nos états financiers consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

ÉCONOMIES D'IMPÔTS NON COMPTABILISÉES

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	139	150
Augmentations brutes des positions fiscales de l'exercice	1	2
Diminutions brutes des positions fiscales de l'exercice antérieur	(1)	(12)
Variation des taux de change	(4)	3
Expiration du délai de prescription	(6)	(3)
Règlements	—	(1)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	129	139

Si elles étaient comptabilisées, les économies d'impôts non comptabilisées au 31 décembre 2019 auraient une incidence sur notre taux d'imposition effectif. Nous ne nous attendons pas à devoir apporter d'autres ajustements à nos économies d'impôts non comptabilisées au cours des 12 prochains mois susceptibles d'avoir une incidence importante sur nos états financiers consolidés.

Nous comptabilisons des intérêts et des pénalités à payer en ce qui concerne les économies d'impôts non comptabilisées à titre de composante des impôts sur les bénéfices. Les impôts sur les bénéfices des exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018 reflètent respectivement une charge de 3 M\$ et une charge de 5 M\$ au titre des intérêts et des pénalités. Aux 31 décembre 2019 et 2018, des intérêts et des pénalités à payer totalisant respectivement 15 M\$ et 12 M\$ ont été comptabilisés.

26. PRESTATIONS DE RETRAITE ET AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

RÉGIMES DE RETRAITE

Nous offrons à presque tous nos salariés au Canada et aux États-Unis des régimes de retraite enregistrés à prestations déterminées et à cotisations déterminées contributifs et non contributifs. Les régimes canadiens offrent à nos salariés canadiens des régimes à prestations déterminées et à cotisations déterminées. Les régimes américains offrent un régime de retraite à prestations déterminées à l'intention des salariés américains. Nous offrons également des régimes de retraite supplémentaires non contributifs à prestations déterminées qui offrent des prestations de retraite non enregistrées à certains employés au Canada et aux États-Unis.

Régimes à prestations déterminées

En vertu des régimes à prestations déterminées, les prestations de retraite sont fondées sur le nombre d'années de service et la rémunération moyenne de fin de carrière de chaque participant. Certaines de ces prestations sont indexées en partie sur l'inflation après le départ à la retraite. Nos cotisations sont effectuées d'après des évaluations actuarielles indépendantes. Les cotisations des participants aux régimes à prestations déterminées contributifs sont calculées en fonction du salaire courant admissible de chaque participant.

Régimes à cotisations déterminées

Nos cotisations sont généralement fondées sur le salaire courant admissible de chaque participant. Pour certains régimes à cotisations déterminées, nos cotisations sont également fondées sur l'âge et les années de service. Le coût des prestations au titre des régimes à cotisations déterminées correspond au montant des cotisations que nous devons verser.

Obligations au titre des prestations, actifs des régimes et situation de capitalisation

Le tableau qui suit indique l'évolution de l'obligation au titre des prestations projetées, de la juste valeur des actifs des régimes et des actifs ou passifs inscrits des régimes de retraite à prestations déterminées :

31 décembre	Canada		États-Unis	
	2019	2018	2019	2018
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Variation de l'obligation au titre des prestations projetées				
Obligation au titre des prestations projetées au début de l'exercice	3 997	4 033	1 214	1 279
Coût des services	149	149	45	45
Coût financier	139	130	41	38
Cotisations des participants	32	25	—	—
(Gain) perte actuarielle	423	(146)	106	(103)
Prestations versées	(187)	(184)	(101)	(60)
Règlements au titre des régimes ¹	(99)	—	(1)	(65)
Transferts hors des régimes	(8)	(10)	(6)	—
Incidence de la fluctuation des taux de change	—	—	(63)	105
Autres	—	—	(5)	(25)
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice ²	4 446	3 997	1 230	1 214
Variation des actifs des régimes				
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	3 523	3 619	1 045	1 097
Rendement réel des actifs des régimes	448	(42)	176	(48)
Cotisations versées par l'employeur	114	113	46	40
Cotisations des participants	32	25	—	—
Prestations versées	(187)	(184)	(101)	(60)
Règlements au titre des régimes ¹	(99)	—	(1)	(65)
Transferts hors des régimes	(4)	(8)	—	—
Incidence de la fluctuation des taux de change	—	—	(56)	91
Autres	—	—	(5)	(10)
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice ³	3 827	3 523	1 104	1 045
Situation de sous-capitalisation à la fin de l'exercice	(619)	(474)	(126)	(169)
Montants présentés comme suit :				
Montants reportés et autres actifs	35	29	—	—
Comptes créditeurs et autres dettes	(9)	(9)	(4)	(4)
Autres passifs à long terme	(645)	(494)	(122)	(165)
	(619)	(474)	(126)	(169)

1 Les règlements au titre des régimes pour les régimes canadiens découlent de la vente de notre entreprise sous réglementation fédérale BC Field Services.

2 L'obligation au titre des prestations constituées de nos régimes de retraite canadiens s'est établie, respectivement, à 4,0 G\$ et à 3,7 G\$ aux 31 décembre 2019 et 2018. L'obligation au titre des prestations constituées de nos régimes de retraite américains s'est établie à 1,2 G\$ aux 31 décembre 2019 et 2018.

3 Des actifs de 10 M\$ (7 M\$ en 2018) et de 51 M\$ (39 M\$ en 2018) relatifs à nos obligations au titre de nos régimes de retraite supplémentaires non enregistrés canadiens et américains sont détenus dans des fiducies cédantes et des fiducies rabbi (Grantor Trusts et Rabbi Trusts) qui, conformément à la réglementation fiscale fédérale, ne sont pas protégées des créanciers. Ces actifs sont engagés pour le règlement futur des obligations au titre des prestations prises en compte dans la situation de sous-capitalisation à la fin de l'exercice, mais sont exclus des actifs des régimes aux fins comptables.

Certains de nos régimes de retraite ont cumulé des obligations au titre des prestations excédant la juste valeur de leurs propres actifs. Pour ces régimes, les obligations au titre des prestations projetées, les obligations au titre des prestations constituées et la juste valeur des actifs des régimes s'établissent comme suit :

31 décembre	Canada		États-Unis	
	2019	2018	2019	2018
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Obligations au titre des prestations projetées	1 481	1 422	103	1 214
Obligations au titre des prestations constituées	1 361	1 299	98	1 179
Juste valeur des actifs des régimes	1 087	1 064	—	1 045

Montant comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global

Les montants avant impôts dans le cumul des autres éléments du résultat global relatifs à nos régimes de retraite s'établissent comme suit :

31 décembre	Canada		États-Unis	
	2019	2018	2019	2018
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Pertes actuarielles nettes	445	435	134	133
Crédits pour services passés	—	—	(2)	(3)
Montant total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global ¹	445	435	132	130

¹ Ne comprend pas les montants liés aux écarts de conversion cumulatifs.

Coût net des prestations et autres montants comptabilisés dans les autres éléments du résultat global

Les composantes du coût net des prestations et des autres montants comptabilisés dans les autres éléments du résultat global avant impôts relativement à nos régimes de retraite s'établissent comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	Canada			États-Unis		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Coût des services	149	149	156	45	45	48
Coût financier	139	130	116	41	38	35
Rendement prévu des actifs des régimes	(245)	(245)	(201)	(78)	(88)	(57)
Amortissement/règlement des pertes actuarielles nettes	41	25	29	2	7	10
Amortissement/réduction des (crédits) coûts des services passés	—	—	—	(1)	3	—
Coût net des prestations	84	59	100	9	5	36
Coûts au titre des régimes à cotisations déterminées	8	11	11	—	—	—
Coût net des prestations comptabilisé en résultat	92	70	111	9	5	36
Montant comptabilisé dans les autres éléments du résultat global :						
Incidence de la combinaison des régimes	—	—	—	(6)	—	—
Amortissement/règlement des pertes actuarielles nettes	(26)	(11)	(14)	(2)	(7)	(9)
Amortissement/réduction des (crédits) coûts des services passés	—	—	—	1	(3)	—
Pertes actuarielles nettes, pour l'exercice	115	112	38	8	28	—
Montant total comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	89	101	24	1	18	(9)
Montant total comptabilisé dans le résultat global	181	171	135	10	23	27

Selon notre estimation, des montants approximatifs de 21 M\$ relatifs aux régimes de retraite canadiens et de néant relatifs aux régimes de retraite américains au 31 décembre 2019 seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat global aux résultats au cours des 12 prochains mois.

Hypothèses actuarielles

Les hypothèses moyennes pondérées ayant servi au calcul des obligations au titre des prestations projetées et du coût net des prestations de nos régimes de retraite s'établissent comme suit :

	Canada			États-Unis		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Obligations au titre des prestations projetées						
Taux d'actualisation	3,0 %	3,8 %	3,6 %	3,0 %	3,9 %	3,5 %
Taux d'augmentation des salaires	3,2 %	3,2 %	3,2 %	2,9 %	2,8 %	3,1 %
Coût net des prestations						
Taux d'actualisation						
Taux de rendement attendu des actifs des régimes	3,8 %	3,6 %	4,0 %	3,9 %	3,4 %	4,0 %
Taux d'augmentation des salaires	7,0 %	6,8 %	6,5 %	8,0 %	7,4 %	7,2 %
Obligations au titre des prestations projetées	3,2 %	3,2 %	3,7 %	2,9 %	2,9 %	3,3 %

RÉGIMES D'AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Nous offrons des régimes d'ACR capitalisés et non capitalisés qui comprennent une garantie supplémentaire d'assurance-maladie et d'assurance soins dentaires, une assurance-vie de même que des comptes gestion-santé offerts aux salariés retraités admissibles, en vertu de régimes à prestations déterminées non contributifs.

Obligations au titre des prestations, actifs des régimes et situation de capitalisation

Le tableau ci-après présente la variation de l'obligation cumulée au titre des ACR, la juste valeur des actifs des régimes et l'actif ou le passif inscrit au titre de nos régimes d'ACR à prestations déterminées.

31 décembre	Canada		États-Unis	
	2019	2018	2019	2018
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Variation de l'obligation cumulée au titre des avantages complémentaires de retraite				
Obligation cumulée au titre des ACR au début de l'exercice	282	321	305	337
Coût des services	5	8	2	3
Coût financier	10	10	10	10
Cotisations des participants	—	—	5	6
Gains (pertes) actuariels	15	(45)	7	(25)
Prestations versées	(6)	(11)	(28)	(29)
Modifications aux régimes	—	—	—	(8)
Variation des taux de change	—	—	(15)	27
Autres	(13)	(1)	2	(16)
Obligation cumulée au titre des ACR à la fin de l'exercice	293	282	288	305
Variation des actifs des régimes				
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	—	—	181	213
Rendement réel (perte réelle) des actifs des régimes	—	—	27	(13)
Cotisations de l'employeur	6	11	10	8
Cotisations des participants	—	—	5	6
Prestations versées	(6)	(11)	(28)	(29)
Variation des taux de change	—	—	(9)	16
Autres	—	—	2	(20)
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	—	—	188	181
Situation de sous-capitalisation à la fin de l'exercice	(293)	(282)	(100)	(124)
Montants présentés comme suit :				
Montants reportés et autres actifs	—	—	—	2
Comptes créditeurs et autres dettes	(12)	(12)	(8)	(7)
Autres passifs à long terme	(281)	(270)	(92)	(119)
	(293)	(282)	(100)	(124)

Montant comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global

Les montants avant impôts du cumul des autres éléments du résultat global relatifs à nos régimes d'ACR s'établissent comme suit :

31 décembre	Canada		États-Unis	
	2019	2018	2019	2018
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Gains actuariels nets	(7)	(29)	(23)	(15)
Crédits pour services passés	(1)	(2)	(13)	(15)
Montant total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global ¹	(8)	(31)	(36)	(30)

¹ Ne comprend pas les montants liés aux écarts de conversion cumulatifs.

Coût net des prestations et autres montants comptabilisés dans les autres éléments du résultat global

Les composantes du coût net des prestations et des autres montants comptabilisés dans les autres éléments du résultat global avant impôts relativement à nos régimes d'ACR s'établissent comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	Canada			États-Unis		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Coût des services	5	8	7	2	3	5
Coût financier	10	10	10	10	10	10
Rendement prévu des actifs du régime	—	—	—	(12)	(12)	(10)
Amortissement/règlement des gains actuariels nets	(7)	—	—	—	(1)	—
Amortissement/réduction des (crédits) coûts des services passés	(1)	—	1	(2)	(4)	—
Coût net des prestations comptabilisé en résultat	7	18	18	(2)	(4)	5
Montant comptabilisé dans les autres éléments du résultat global :						
Amortissement/règlement des gains (pertes) actuariels nets	7	—	(1)	—	1	1
Amortissement/réduction des crédits pour services passés	1	—	—	2	4	—
(Gains) pertes actuariels pour l'exercice	15	(46)	(8)	(8)	(1)	(42)
(Crédit) coût des services passés	—	—	(3)	—	(8)	1
Montant total comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	23	(46)	(12)	(6)	(4)	(40)
Montant total comptabilisé dans le résultat global	30	(28)	6	(8)	(8)	(35)

Selon notre estimation, un montant approximatif de 1 M\$ relatif aux régimes d'ACR canadiens et un montant approximatif de 3 M\$ relatif aux régimes d'ACR américains au 31 décembre 2019 seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat global aux résultats au cours des 12 prochains mois.

Hypothèses actuarielles

Les hypothèses moyennes pondérées ayant servi au calcul des obligations cumulées au titre des ACR et du coût net des prestations de nos régimes d'ACR s'établissent comme suit :

	Canada			États-Unis		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Obligations cumulées au titre des ACR						
Taux d'actualisation	3,1 %	3,8 %	3,6 %	2,8 %	4,0 %	3,5 %
Coût net des prestations						
Taux d'actualisation	3,8 %	3,6 %	4,0 %	4,0 %	3,3 %	4,0 %
Taux de rendement des actifs du régime	S.O.	S.O.	S.O.	6,7 %	5,7 %	6,0 %

Taux tendanciels hypothétiques du coût des soins de santé

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

	Canada		États-Unis	
	2019	2018	2019	2018
Taux tendanciels hypothétiques du coût des soins de santé pour le prochain exercice	4,0 %	5,6 %	7,2 %	7,4 %
Taux auquel le taux tendanciel du coût est présumé diminuer (taux tendanciel final)	4,0 %	4,4 %	4,5 %	4,5 %
Exercice au cours duquel le taux tendanciel final sera atteint	S.O.	2034	2037	2037

Une variation de 1 % du taux tendanciel hypothétique du coût des soins de santé aurait les effets suivants pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 :

	Canada		États-Unis	
	Augmentation de 1 %	Diminution de 1 %	Augmentation de 1 %	Diminution de 1 %
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Total du coût des services et des coûts financiers	1	(1)	1	(1)
Obligations constituées au titre des avantages complémentaires de retraite	21	(17)	19	(17)

ACTIFS DES RÉGIMES

Nous gérons les risques liés aux placements de la caisse de retraite de nos régimes de retraite en établissant une politique à long terme de composition de l'actif pour chacun de nos régimes, laquelle tient compte des éléments suivants : i) la nature des passifs du régime de retraite; ii) l'horizon de placement du régime; iii) la continuité d'exploitation et l'état de solvabilité du régime ainsi que ses besoins de trésorerie; iv) notre environnement d'exploitation, notre situation financière et notre capacité à résister aux fluctuations des cotisations au régime; v) les perspectives économiques et celles des marchés financiers en ce qui concerne le rendement des investissements, la volatilité des rendements et la corrélation qui existe entre les actifs.

Le taux de rendement global attendu des actifs des régimes repose sur les cibles de répartition des actifs, et les rendements estimatifs, sur les prévisions à long terme.

Les cibles de répartition de l'actif et les grandes catégories d'actifs des régimes s'établissent comme suit :

Catégorie d'actifs	Canada			États-Unis		
	Répartition cible	31 décembre		Répartition cible	31 décembre	
		2019	2018		2019	2018
Titres de participation	43,4 %	46,4 %	45,8 %	45,0 %	55,2 %	52,7 %
Titres à revenu fixe	30,3 %	31,0 %	38,8 %	20,0 %	19,8 %	34,9 %
Placements non traditionnels ¹	26,3 %	22,6 %	15,4 %	35,0 %	25,0 %	12,4 %

¹ Les placements non traditionnels comprennent les placements dans des titres de créance et des titres de participation de sociétés fermées ainsi que dans des fonds du secteur des infrastructures et de l'immobilier.

Régimes de retraite

Le tableau ci-après présente la juste valeur des actifs de nos régimes de retraite, selon chacun des niveaux de la hiérarchie des justes valeurs.

	Canada				États-Unis			
	Niveau 1 ¹	Niveau 2 ²	Niveau 3 ³	Total	Niveau 1 ¹	Niveau 2 ²	Niveau 3 ³	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>								
31 décembre 2019								
Trésorerie et équivalents de trésorerie	184	—	—	184	14	—	—	14
Titres de participation								
Titres canadiens	165	183	—	348	—	—	—	—
Titres américains	—	—	—	—	—	93	—	93
Titres mondiaux	—	1 429	—	1 429	—	516	—	516
Titres à revenu fixe								
Titres gouvernementaux	196	418	—	614	—	164	—	164
Titres de sociétés	—	388	—	388	—	41	—	41
Placements non traditionnels ⁴	—	—	852	852	—	—	276	276
Contrats de change à terme	—	12	—	12	—	—	—	—
Total de l'actif des régimes de retraite à la juste valeur	545	2 430	852	3 827	14	814	276	1 104
31 décembre 2018								
Trésorerie et équivalents de trésorerie	240	—	—	240	56	—	—	56
Titres de participation								
Titres canadiens	138	481	—	619	—	—	—	—
Titres américains	—	—	—	—	—	110	—	110
Titres mondiaux	—	992	—	992	—	440	—	440
Titres à revenu fixe								
Titres gouvernementaux	218	453	—	671	—	265	—	265
Titres de sociétés	—	457	—	457	—	44	—	44
Placements non traditionnels ⁴	—	—	562	562	—	—	130	130
Contrats de change à terme	—	(18)	—	(18)	—	—	—	—
Total de l'actif des régimes de retraite à la juste valeur	596	2 365	562	3 523	56	859	130	1 045

¹ Le niveau 1 comprend les actifs dont l'évaluation repose sur des prix cotés sur un marché actif pour des actifs identiques.

² Le niveau 2 comprend les actifs dont l'évaluation repose sur des données observables importantes.

³ Le niveau 3 comprend les actifs dont l'évaluation repose sur des données non observables importantes.

⁴ Les placements non traditionnels comprennent les placements dans des titres de créance et des titres de participation de sociétés fermées ainsi que dans des fonds du secteur des infrastructures et de l'immobilier.

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

31 décembre	Canada		États-Unis	
	2019	2018	2019	2018
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Solde au début de l'exercice	562	340	130	56
Gains réalisés et non réalisés	10	77	13	9
Acquisitions et règlements, montant net	280	145	133	65
Solde à la fin de l'exercice	852	562	276	130

Régimes d'ACR

Le tableau ci-après présente la juste valeur des actifs de nos régimes d'ACR, selon chacun des niveaux de la hiérarchie des justes valeurs.

	Canada				États-Unis			
	Niveau 1 ¹	Niveau 2 ²	Niveau 3 ³	Total	Niveau 1 ¹	Niveau 2 ²	Niveau 3 ³	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>								
31 décembre 2019								
Trésorerie et équivalents de trésorerie	—	—	—	—	2	—	—	2
Titres de participation	—	—	—	—	—	75	—	75
Titres américains	—	—	—	—	—	38	—	38
Titres mondiaux	—	—	—	—	—	—	—	—
Titres à revenu fixe	—	—	—	—	40	15	—	55
Titres gouvernementaux	—	—	—	—	—	—	18	18
Placements non traditionnels ⁴	—	—	—	—	—	—	—	—
Total de l'actif des ACR à la juste valeur	—	—	—	—	42	128	18	188
31 décembre 2018								
Trésorerie et équivalents de trésorerie	—	—	—	—	7	—	—	7
Titres de participation	—	—	—	—	—	68	—	68
Titres américains	—	—	—	—	—	30	—	30
Titres mondiaux	—	—	—	—	—	—	—	—
Titres à revenu fixe	—	—	—	—	43	28	—	71
Titres gouvernementaux	—	—	—	—	—	—	—	—
Titres de sociétés	—	—	—	—	—	—	—	—
Placements non traditionnels ⁴	—	—	—	—	—	—	5	5
Total de l'actif des ACR à la juste valeur	—	—	—	—	50	126	5	181

1 Le niveau 1 comprend les actifs dont l'évaluation repose sur des prix cotés sur un marché actif pour des actifs identiques.

2 Le niveau 2 comprend les actifs dont l'évaluation repose sur des données observables importantes.

3 Le niveau 3 comprend les actifs dont l'évaluation repose sur des données non observables importantes.

4 Les placements non traditionnels comprennent les placements dans des titres de créance et des titres de participation de sociétés fermées ainsi que dans des fonds du secteur des infrastructures et de l'immobilier.

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

	Canada		États-Unis	
	2019	2018	2019	2018
31 décembre				
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Solde au début de l'exercice	—	—	5	—
Gains réalisés et non réalisés	—	—	1	—
Acquisitions et règlements, montant net	—	—	12	5
Solde à la fin de l'exercice	—	—	18	5

PAIEMENTS PRÉVUS AU TITRE DES PRESTATIONS

Exercices clos les 31 décembre	2020	2021	2022	2023	2024	2025-2029
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Régimes de retraite						
Canada	180	186	192	198	204	1 105
États-Unis	87	90	91	89	91	402
ACR						
Canada	12	12	12	13	13	69
États-Unis	23	22	21	20	19	82

COTISATIONS DE L'EMPLOYEUR PRÉVUES

En 2020, nous prévoyons cotiser environ 104 M\$ et 31 M\$, respectivement, aux régimes de retraite canadiens et américains, et 12 M\$ et 8 M\$, respectivement, aux ACR canadiens et américains.

RÉGIMES D'ÉPARGNE-RETRAITE

En plus des régimes de retraite et d'ACR susmentionnés, nous offrons aux employés des régimes d'épargne-retraite à cotisations déterminées aux États-Unis et au Canada. Les employés peuvent participer à une formule de cotisation de contrepartie selon laquelle nous versons l'équivalent d'un certain pourcentage des cotisations avant impôt versées par l'employé, jusqu'à concurrence de 2,5 % et de 6,0 % du salaire admissible par période de paie pour les employés canadiens et américains, respectivement. Pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017, le coût des cotisations de contrepartie de l'employeur avant impôts s'établissait à 4 M\$, à 13 M\$ et à 14 M\$ pour les employés canadiens, et à 27 M\$, à 27 M\$ et à 31 M\$ pour les employés américains, respectivement.

27. CONTRATS DE LOCATION

PRENEUR

Nous engageons des charges au titre de contrats de location-exploitation principalement à l'égard d'immeubles, de pipelines, d'installations de stockage et de matériel. La durée restante de ces contrats de location-exploitation s'échelonne de 3 mois à 28 ans.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, nous avons engagé des charges au titre de contrats de location-exploitation de 113 M\$. Ces charges sont comptabilisées au poste « Exploitation et administration » aux états consolidés des résultats.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, les paiements locatifs au titre de contrats de location-exploitation visant à régler une obligation locative se sont établis à 123 M\$. Ces paiements sont comptabilisés dans les activités d'exploitation aux états consolidés des flux de trésorerie.

Renseignements complémentaires sur les états de la situation financière

	31 décembre 2019	1 ^{er} janvier 2019
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf la durée et le taux d'actualisation)</i>		
Contrats de location-exploitation		
Actifs au titre de droits d'utilisation aux termes de contrats de location-exploitation, montant net ¹	713	771
Passifs à court terme au titre de contrats de location-exploitation ²	94	86
Passifs à long terme au titre de contrats de location-exploitation ³	689	770
Total des passifs au titre de contrats de location-exploitation	783	856
Durée restante moyenne pondérée		
Contrats de location-exploitation	13 ans	14 ans
Taux d'actualisation moyen pondéré		
Contrats de location-exploitation	4,3 %	4,3 %

¹ Les actifs au titre de droits d'utilisation sont inclus dans le poste « Montants reportés et autres actifs » des états consolidés de la situation financière.

² Les passifs à court terme au titre de contrats de location-exploitation sont inclus dans le poste « Comptes créditeurs et autres dettes » des états consolidés de la situation financière.

³ Les passifs à long terme au titre de contrats de location-exploitation sont inclus dans le poste « Autres passifs à long terme » des états consolidés de la situation financière.

Au 31 décembre 2019, nos obligations au titre de contrats de location-exploitation avaient les échéances suivantes :

	Contrats de location-exploitation
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
2020	128
2021	99
2022	94
2023	84
2024	79
Par la suite	588
Total des paiements locatifs non actualisés	1 072
Moins les intérêts implicites	(289)
Total des obligations au titre de contrats de location-exploitation	783

BAILLEUR

Nous recevons des montants au titre de contrats de location-exploitation se rapportant principalement à nos installations de stockage et de traitement de gaz naturel et de pétrole brut, aux wagons et aux actifs de production d'énergie éolienne. La durée restante de ces contrats de location-exploitation s'échelonne de deux mois à 24 ans.

Exercice clos le 31 décembre	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
Produits tirés des contrats de location-exploitation	265
Produits locatifs variables	360
Total des produits locatifs¹	625

¹ Les produits tirés de contrats de location sont comptabilisés au poste « Transport et autres services » aux états consolidés des résultats.

Le tableau suivant présente les paiements locatifs futurs au titre de contrats de location-exploitation dans le cadre desquels nous sommes le bailleur, au 31 décembre 2019 :

	Contrats de location-exploitation
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
2020	236
2021	199
2022	188
2023	180
2024	178
Par la suite	2 276
Total des paiements locatifs futurs	3 257

28. VARIATION DE L'ACTIF ET DU PASSIF D'EXPLOITATION

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Comptes débiteurs et autres créances	(659)	857	(783)
Montants à recevoir de sociétés affiliées	6	54	24
Stocks	(24)	164	(289)
Montants reportés et autres actifs	133	226	(138)
Comptes créditeurs et autres dettes	175	(151)	277
Montants à payer à des sociétés affiliées	(24)	(122)	(62)
Intérêts à payer	(41)	25	124
Autres passifs à long terme	175	(138)	509
	(259)	915	(338)

29. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les opérations entre apparentés sont réalisées dans le cours normal des activités et, sauf indication contraire, sont mesurées à la valeur d'échange, soit le montant de la contrepartie établi et convenu par les apparentés.

CONTRATS DE SERVICE

La coentreprise Vector fait appel à nos services pour exploiter son pipeline. Facturés au coût, conformément à des contrats de service, ces services rendus se sont chiffrés respectivement à 7 M\$, 7 M\$ et 14 M\$ pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017.

CONTRATS DE TRANSPORT

Certaines filiales en propriété exclusive œuvrant dans les secteurs Oléoducs, Transport de gaz et services intermédiaires, Distribution et stockage de gaz et Services énergétiques ont conclu des arrangements de transport, avec ou sans engagement, avec plusieurs sociétés affiliées constituées sous forme de coentreprises qui sont comptabilisées selon la méthode de la valeur de consolidation. Les montants nous ayant été facturés pour des services de transport ont respectivement totalisé 812 M\$, 572 M\$ et 721 M\$ pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017.

PRODUITS ET ACHATS RELATIFS À DES SOCIÉTÉS AFFILIÉES

Certaines filiales en propriété exclusive du secteur Services énergétiques ont effectué des achats de gaz naturel et de LGN de 392 M\$, de 322 M\$ et de 142 M\$ auprès de plusieurs coentreprises affiliées au cours des exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017, respectivement.

De plus, Enbridge a comptabilisé des ventes au titre du transport et du gaz naturel de 145 M\$, de 122 M\$ et de 60 M\$ dans les secteurs Services énergétiques et Distribution et stockage de gaz à des sociétés affiliées dans lesquelles elle détient une participation au cours des exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017, respectivement.

DCP Midstream assure le traitement du gaz naturel pour certains clients utilisant nos gazoducs de manière qu'il soit conforme aux normes de qualité du gaz naturel et puisse être transporté au moyen de notre réseau. DCP Midstream assure le traitement et la vente des LGN qui sont extraits du gaz naturel. DCP Midstream conserve une tranche du produit de ces ventes, et la tranche résiduelle nous est versée. Nous avons reçu de DCP Midstream un produit de 34 M\$ (26 M\$ US), 52 M\$ (40 M\$ US) et de 47 M\$ (36 M\$ US), respectivement, pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017 relativement à ces ventes.

Par ailleurs, nous avons comptabilisé d'autres produits provenant de coentreprises qui sont des sociétés affiliées relativement au transport et au stockage de gaz naturel. Leur montant s'est élevé à 69 M\$ (52 M\$ US), 14 M\$ (11 M\$ US) et à 4 M\$ (3 M\$ US), respectivement, pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017.

Dans le cours normal des activités, des coentrepreneurs nous remboursent des frais d'exploitation et d'entretien relativement à certains projets. Nous avons reçu des remboursements relativement à ces coentreprises s'élevant à respectivement 48 M\$ (36 M\$ US), 28 M\$ (22 M\$ US) et à 10 M\$ (8 M\$ US) pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017.

BILLETS À LONG TERME À RECEVOIR DE SOCIÉTÉS AFFILIÉES

Au 31 décembre 2019, les montants à recevoir de sociétés affiliées comprenaient une série de prêts totalisant 1 023 M\$ (769 M\$ au 31 décembre 2018) exigeant des paiements d'intérêts trimestriels, à des taux d'intérêt annuels variant entre 3 % et 8 %. Ces montants sont inclus dans les montants reportés et autres actifs aux états consolidés de la situation financière.

30. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

ENGAGEMENTS

Au 31 décembre 2019, nous avons les engagements suivants :

	Total	Moins de 1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans	Par la suite
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Dette - échéances annuelles ¹	63 585	4 394	6 856	4 054	2 585	7 712	37 984
Obligations en matière d'intérêts ²	29 498	2 416	2 296	2 216	2 076	1 915	18 579
Achat de services, de canalisations, d'autres matériaux, y compris du matériel de transport ^{3,4}	9 448	2 891	1 507	1 217	564	570	2 699
Contrats d'entretien	435	56	55	53	25	20	226
Baux immobiliers	1 190	30	35	35	35	36	1 019
Total	104 156	9 787	10 749	7 575	5 285	10 253	60 507

1 Comprend les débetures, les billets à terme, les billets de trésorerie et les prélèvements sur les facilités de crédit selon leur date d'échéance, et exclut les emprunts à court terme, les escomptes d'émission, les frais d'émission de titres de créance et les obligations découlant de contrats de location-financement. Selon certaines facilités d'emprunt, nous avons la possibilité de rembourser à notre gré les obligations avant les échéances prévues. Par conséquent, le calendrier réel des remboursements en trésorerie futurs pourrait être très différent de ce qui est présenté ci-dessus.

2 Comprennent des débetures et des billets à terme portant intérêt à des taux fixes, variables et fixes-variables.

3 Comprend les engagements en capital et les engagements d'exploitation.

4 Comprend essentiellement des contrats de transport et de stockage de gaz, des paiements au titre de la capacité ferme et des engagements d'achat de gaz, des obligations au titre du transport, du service et de l'achat de produits et des engagements au titre de l'énergie.

QUESTIONS RELATIVES À L'ENVIRONNEMENT

Nous sommes assujettis à diverses lois fédérales, d'État et régionales au Canada et aux États-Unis relatives à la protection de l'environnement. Ces lois et règlements peuvent varier de temps à autre et ainsi nous imposer de nouvelles obligations.

Le risque environnemental est inhérent à l'exploitation de pipelines d'hydrocarbure liquide et de gaz naturel. Enbridge et ses sociétés affiliées sont parfois tenues de procéder à des travaux de remise en état de l'environnement à différents sites où elles sont présentes. Nous gérons ce risque environnemental au moyen de politiques, de programmes et de pratiques appropriées en matière d'environnement afin de réduire au minimum l'éventuel impact environnemental de nos activités. S'il nous était impossible de recouvrer auprès des assurances ou de toute partie responsable le paiement de passifs environnementaux, nous serions tenus de payer les coûts découlant d'incidents environnementaux associés aux activités d'exploitation de nos entreprises de liquides et de gaz naturel.

AUX SABLE

Le 14 octobre 2016, une poursuite modifiée a été intentée contre Aux Sable par une contrepartie à une convention d'approvisionnement en LGN. Le 5 janvier 2017, Aux Sable a déposé un mémoire de défense relativement à cette poursuite.

Le 27 novembre 2019, la contrepartie a intenté une poursuite modifiée comportant des détails supplémentaires relatifs à ses revendications contre Aux Sable, augmentant les dommages demandés, et ajoutant Aux Sable Liquid Products Inc. et Aux Sable Extraction LLC (des commandités des parties défenderesses antérieures) à la liste des parties défenderesses. Aux Sable a déposé un mémoire de défense modifié en réponse à la poursuite modifiée le 31 janvier 2020.

Bien qu'il soit impossible de prédire avec certitude l'issue de cette poursuite, la direction estime à l'heure actuelle que son règlement définitif n'aura pas d'incidence importante sur notre situation financière consolidée ni sur nos résultats d'exploitation consolidés.

QUESTIONS FISCALES

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

AUTRES LITIGES

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

31. GARANTIES

Dans le cours normal de nos activités, nous concluons diverses ententes qui procurent des indemnités à des tiers et à des sociétés affiliées. Nous pouvons également être partie à des ententes avec des filiales, des entités en propriété conjointe ou des entités non consolidées telles que les entités consolidées à la valeur de consolidation ou avec des entités régies par d'autres types d'entente de propriété nécessitant que nous fournissions des garanties financières et de bonne fin. Les garanties financières comprennent des lettres de garantie, des garanties à l'égard de dettes, des cautionnements et des engagements d'indemnisation. À divers degrés, ces accords de garantie mettent en jeu des éléments de risque d'inexécution et de risque de crédit qui ne figurent pas dans nos états consolidés de la situation financière. Les garanties de bonne fin exigent que nous versions un montant à un tiers si l'entité affiliée visée par cette garantie ne remplit pas ses obligations contractuelles, telles que des accords d'emprunt ou des contrats d'achat ou de vente ainsi que des contrats de construction ou des baux. Nous concluons habituellement ces ententes afin de faciliter les transactions commerciales avec des tiers.

Des exemples de telles situations comprennent les cas où des indemnités doivent être versées à des contreparties en vertu de contrats de vente d'actifs ou d'entreprises lorsqu'il s'agit notamment de violations de déclarations, de garanties ou de clauses restrictives, de pertes ou de dommages à un bien, d'obligations relatives à l'environnement et de litiges ou de passifs éventuels. Nous pouvons indemniser des tiers à l'égard de certains passifs relatifs à des obligations environnementales découlant d'activités ayant eu lieu avant l'acquisition ou le transfert de certains actifs et de certaines participations. De même, dans le cadre de la vente d'actifs, nous pouvons verser une indemnité à l'acheteur à l'égard de certains passifs d'impôts générés alors que nous détenions ces actifs, à l'égard d'information fautive ou trompeuse relativement aux impôts occasionnant une perte pour l'acheteur ou à l'égard de certains autres passifs d'impôts liés à ces actifs.

La probabilité que nous ayons à nous acquitter des obligations en vertu de ces garanties et indemnisations dépend principalement de l'exploitation future de diverses filiales, des entités émettrices et des tiers ou de l'occurrence de certains événements futurs. Nous ne sommes pas en mesure de déterminer de manière raisonnable les montants maximaux totaux que nous pourrions devoir payer à de tierces parties et à des sociétés affiliées en vertu d'ententes comme celles susmentionnées. Par contre, par le passé, nous n'avons versé aucun montant important à titre de garantie ou d'indemnités. Bien que ces ententes prévoient des limites quant à l'ampleur des risques potentiels ou à la durée des obligations de garantie ou d'indemnisation, certaines circonstances font en sorte que le montant et la durée ne comportent aucune limite. Au 31 décembre 2019, les garanties et indemnisations n'avaient pas eu d'incidence significative sur notre situation financière ou l'évolution de celle-ci, notre bénéficiaire, notre liquidité, nos dépenses en immobilisations ou nos ressources en capital, et il est raisonnable de croire qu'elles n'en auront pas. Se reporter à la *note 12 – Entités à détenteurs de droits variables* pour obtenir de plus amples informations sur les garanties spécifiques relatives aux EDDV non consolidées.

32. TABLEAUX DE CONSOLIDATION RÉSUMÉS

Le 22 janvier 2019, Enbridge a conclu des conventions de fiducie supplémentaires avec ses filiales en propriété exclusive, les sociétés en commandite, aux termes desquelles Enbridge garantit pleinement et inconditionnellement, à titre de créances de premier rang non garanties, les obligations de paiement des sociétés en commandite à l'égard des séries de billets en circulation émis aux termes des conventions de fiducie respectives des sociétés en commandite. Au même moment, les sociétés en commandite ont conclu une convention de garantie entière et inconditionnelle à l'égard d'une filiale aux termes de laquelle elles garantissent, à titre de créances de premier rang non garanties, les séries de billets de premier rang d'Enbridge en circulation. En conséquence de ces garanties, les porteurs de billets garantis des sociétés en commandite en circulation sont dans la même position, à l'égard de l'actif net, des résultats et des flux de trésorerie d'Enbridge, que les porteurs de billets garantis d'Enbridge en circulation, et inversement. Outre les sociétés en commandite, les filiales d'Enbridge (y compris les filiales des sociétés en commandite, collectivement les « filiales non garanties ») ne sont pas parties à la convention de garantie à l'égard d'une filiale et ne garantissent en aucune façon les séries de billets de premier rang d'Enbridge en circulation.

Billets garantis de SEP et d'EEP pour lesquels les consentements requis ont été obtenus

Billets de SEP¹	Billets d'EEP²
Billets de premier rang à taux variable échéant en 2020	Billets à 4,200 % échéant en 2021
Billets de premier rang à 4,600 % échéant en 2021	Billets à 5,875 % échéant en 2025
Billets de premier rang à 4,750 % échéant en 2024	Billets à 5,950 % échéant en 2033
Billets de premier rang à 3,500 % échéant en 2025	Billets à 6,300 % échéant en 2034
Billets de premier rang à 3,375 % échéant en 2026	Billets à 7,500 % échéant en 2038
Billets de premier rang à 5,950 % échéant en 2043	Billets à 5,500 % échéant en 2040
Billets de premier rang à 4,500 % échéant en 2045	Billets à 7,375 % échéant en 2045

1 Au 31 décembre 2019, le montant total de capital des billets de SEP en circulation s'établissait à environ 3,9 G\$ US.

2 Au 31 décembre 2019, le montant total de capital des billets d'EEP en circulation s'établissait à environ 3,0 G\$ US.

Billets garantis d'Enbridge

Libellés en dollars américains¹

Billets de premier rang à taux variable échéant en 2020

Billets de premier rang à taux variable échéant en 2020

Billets de premier rang à 2,900 % échéant en 2022

Billets de premier rang à 4,000 % échéant en 2023

Billets de premier rang à 3,500 % échéant en 2024

Billets de premier rang à 2,500 % échéant en 2025

Billets de premier rang à 4,250 % échéant en 2026

Billets de premier rang à 3,700 % échéant en 2027

Billets de premier rang à 3,125 % échéant en 2029

Billets de premier rang à 4,500 % échéant en 2044

Billets de premier rang à 5,500 % échéant en 2046

Billets de premier rang à 4,000 % échéant en 2049

Libellés en dollars canadiens²

Billets de premier rang à 4,530 % échéant en 2020

Billets de premier rang à 4,850 % échéant en 2020

Billets de premier rang à 4,260 % échéant en 2021

Billets de premier rang à 3,160 % échéant en 2021

Billets de premier rang à 4,850 % échéant en 2022

Billets de premier rang à 3,190 % échéant en 2022

Billets de premier rang à 3,940 % échéant en 2023

Billets de premier rang à 3,940 % échéant en 2023

Billets de premier rang à 3,950 % échéant en 2024

Billets de premier rang à 3,200 % échéant en 2027

Billets de premier rang à 6,100 % échéant en 2028

Billets de premier rang à 2,990 % échéant en 2029

Billets de premier rang à 7,220 % échéant en 2030

Billets de premier rang à 7,200 % échéant en 2032

Billets de premier rang à 5,570 % échéant en 2035

Billets de premier rang à 5,750 % échéant en 2039

Billets de premier rang à 5,120 % échéant en 2040

Billets de premier rang à 4,240 % échéant en 2042

Billets de premier rang à 4,570 % échéant en 2044

Billets de premier rang à 4,870 % échéant en 2044

Billets de premier rang à 4,560 % échéant en 2064

1 Au 31 décembre 2019, le montant total de capital des billets d'Enbridge libellés en dollars américains en circulation s'établissait à environ 7,9 G\$ US.

2 Au 31 décembre 2019, le montant total de capital des billets d'Enbridge libellés en dollars canadiens en circulation s'établissait à environ 7,6 G\$.

Conformément à la Règle 3-10 du Règlement S-X de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, qui prévoit une dispense des exigences de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934* en matière de présentation de l'information pour les filiales émettrices de titres garantis et les filiales garantes, nous présentons, en remplacement du dépôt d'états financiers distincts pour chacune des sociétés en commandite, les tableaux de consolidation résumés ci-après comportant des colonnes distinctes représentant ce qui suit :

1. Enbridge Inc., société mère émettrice et garante;
2. SEP, filiale émettrice et garante;
3. EEP, filiale émettrice et garante;
4. Filiales non garantes, selon la définition donnée aux présentes;
5. Ajustements de consolidation et d'élimination nécessaires à la consolidation de la société mère émettrice et garante et de ses filiales, y compris les filiales émettrices et garantes;
6. Informations consolidées d'Enbridge Inc. et de ses filiales.

Aux fins des tableaux de consolidation résumés seulement, les investissements dans les filiales sont comptabilisés à la valeur de consolidation. De plus, les états des flux de trésorerie aux fins de consolidation présentent les prêts et distributions intersociétés, ainsi que les recouvrements et les paiements de trésorerie faits au nom de filiales, comme des opérations en trésorerie. Ces investissements intersociétés et les opérations s'y rattachant sont éliminés à la consolidation et sont présentés de manière distincte aux seules fins des tableaux de consolidation résumés ci-joints.

**États des résultats et du résultat global aux fins de consolidation pour l'exercice clos le
31 décembre 2019**

	Société mère émettrice et garante	Filiales émettrice et garante - SEP	Filiale émettrice et garante - EEP	Filiales non garantes	Ajustements de consolidation et d'élimination	Chiffres consolidés - Enbridge
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Produits d'exploitation						
Ventes de marchandises	—	—	—	29 309	—	29 309
Ventes liées à la distribution de gaz	—	—	—	4 205	—	4 205
Transport et autres services	—	—	—	16 555	—	16 555
Total des produits d'exploitation	—	—	—	50 069	—	50 069
Charges d'exploitation						
Coûts des marchandises	—	—	—	28 802	—	28 802
Coûts liés à la distribution de gaz	—	—	—	2 202	—	2 202
Exploitation et administration	128	5	(16)	6 874	—	6 991
Amortissement	67	—	—	3 324	—	3 391
Perte de valeur d'actifs à long terme	—	—	—	423	—	423
Perte de valeur de l'écart d'acquisition	—	—	—	—	—	—
Total des charges d'exploitation	195	5	(16)	41 625	—	41 809
Bénéfice (perte) d'exploitation	(195)	(5)	16	8 444	—	8 260
Quote-part du bénéfice des satellites	70	133	—	1 366	(66)	1 503
Quote-part du bénéfice des filiales consolidées	3 881	1 189	1 043	1 696	(7 809)	—
Autres	—	—	—	—	—	—
Gain (perte) de change net	1 671	—	—	(106)	(1 088)	477
Gain (perte) sur cession	(7)	—	—	(293)	—	(300)
Autres, y compris les autres produits de sociétés affiliées	1 944	2	189	573	(2 450)	258
Charge d'intérêts	(1 268)	(330)	(591)	(2 966)	2 492	(2 663)
Bénéfice avant impôt sur les bénéfices	6 096	989	657	8 714	(8 921)	7 535
Charge (économie) d'impôts	(391)	44	6	(1 985)	618	(1 708)
Bénéfice	5 705	1 033	663	6 729	(8 303)	5 827
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	—	—	—	—	(122)	(122)
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	5 705	1 033	663	6 729	(8 425)	5 705
Dividendes sur les actions privilégiées	(383)	—	—	—	—	(383)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	5 322	1 033	663	6 729	(8 425)	5 322
Bénéfice	5 705	1 033	663	6 729	(8 303)	5 827
Total des autres éléments du résultat global	(2 992)	(67)	51	(929)	830	(3 107)
Résultat global	2 713	966	714	5 800	(7 473)	2 720
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	(7)	(7)
Résultat global attribuable aux participations donnant le contrôle	2 713	966	714	5 800	(7 480)	2 713

**États des résultats et du résultat global aux fins de consolidation pour l'exercice clos le
31 décembre 2018**

	Société mère émettrice et garante	Filiales émettrice et garante - SEP	Filiale émettrice et garante - EEP	Filiales non garantes	Ajustements de consolidation et d'élimination	Chiffres consolidés - Enbridge
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Produits d'exploitation						
Ventes de marchandises	—	—	—	27 660	—	27 660
Ventes liées à la distribution de gaz	—	—	—	4 360	—	4 360
Transport et autres services	—	—	—	14 358	—	14 358
Total des produits d'exploitation	—	—	—	46 378	—	46 378
Charges d'exploitation						
Coûts des marchandises	—	—	—	26 818	—	26 818
Coûts liés à la distribution de gaz	—	—	—	2 583	—	2 583
Exploitation et administration	180	14	54	6 622	(78)	6 792
Amortissement	59	—	—	3 187	—	3 246
Perte de valeur d'actifs à long terme	—	—	—	1 104	—	1 104
Perte de valeur de l'écart d'acquisition	—	—	—	1 019	—	1 019
Total des charges d'exploitation	239	14	54	41 333	(78)	41 562
Bénéfice (perte) d'exploitation	(239)	(14)	(54)	5 045	78	4 816
Quote-part du bénéfice des satellites	302	142	—	1 360	(295)	1 509
Quote-part du bénéfice (de la perte) des filiales consolidées	3 119	(1 634)	921	(1 581)	(825)	—
Autres						
Gain (perte) de change net	(829)	8	—	80	219	(522)
Gain (perte) sur cessions	360	—	—	(406)	—	(46)
Autres, y compris les autres produits (charges) de sociétés affiliées	945	72	153	254	(908)	516
Charge d'intérêts	(1 080)	(302)	(557)	(1 689)	925	(2 703)
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	2 578	(1 728)	463	3 063	(806)	3 570
Économie (charge) d'impôts sur les bénéfices	304	(319)	3	(4 373)	4 148	(237)
Bénéfice (perte)	2 882	(2 047)	466	(1 310)	3 342	3 333
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	—	—	—	—	(451)	(451)
Bénéfice (perte) attribuable aux participations donnant le contrôle	2 882	(2 047)	466	(1 310)	2 891	2 882
Dividendes sur les actions privilégiées	(367)	—	—	—	—	(367)
Bénéfice (perte) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	2 515	(2 047)	466	(1 310)	2 891	2 515
Bénéfice (perte)	2 882	(2 047)	466	(1 310)	3 342	3 333
Total des autres éléments du résultat global	3 788	(9)	28	556	(225)	4 138
Résultat global	6 670	(2 056)	494	(754)	3 117	7 471
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	(801)	(801)
Résultat global attribuable aux participations donnant le contrôle	6 670	(2 056)	494	(754)	2 316	6 670

**États des résultats et du résultat global aux fins de consolidation pour l'exercice clos le
31 décembre 2017**

	Société mère émettrice et garante	Filiales émettrice et garante - SEP	Filiale émettrice et garante - EEP	Filiales non garantes	Ajustements de consolidation et d'élimination	Chiffres consolidés - Enbridge
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Produits d'exploitation						
Ventes de marchandises	—	—	—	26 286	—	26 286
Ventes liées à la distribution de gaz	—	—	—	4 215	—	4 215
Transport et autres services	—	—	—	13 877	—	13 877
Total des produits d'exploitation	—	—	—	44 378	—	44 378
Charges d'exploitation						
Coûts des marchandises	—	—	—	26 065	—	26 065
Coûts liés à la distribution de gaz	—	—	—	2 572	—	2 572
Exploitation et administration	169	146	16	6 111	—	6 442
Amortissement	56	—	—	3 107	—	3 163
Perte de valeur d'actifs à long terme	—	—	—	4 463	—	4 463
Perte de valeur de l'écart d'acquisition	—	—	—	102	—	102
Total des charges d'exploitation	225	146	16	42 420	—	42 807
Bénéfice (perte) d'exploitation	(225)	(146)	(16)	1 958	—	1 571
Quote-part du bénéfice des satellites	471	118	—	981	(468)	1 102
Quote-part du bénéfice des filiales consolidées	2 130	752	926	881	(4 689)	—
Autres						
Gain (perte) de change net	500	—	—	(22)	(241)	237
Gain (perte) sur cessions	(11)	—	—	27	—	16
Autres, y compris les autres produits (charges) de sociétés affiliées	871	11	139	74	(896)	199
Charge d'intérêts	(816)	(221)	(691)	(1 753)	925	(2 556)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	2 920	514	358	2 146	(5 369)	569
Charge (économie) d'impôts	(61)	—	9	2 706	43	2 697
Bénéfice	2 859	514	367	4 852	(5 326)	3 266
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables						
	—	—	—	—	(407)	(407)
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle						
	2 859	514	367	4 852	(5 733)	2 859
Dividendes sur les actions privilégiées						
	(330)	—	—	—	—	(330)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires						
	2 529	514	367	4 852	(5 733)	2 529
Bénéfice	2 859	514	367	4 852	(5 326)	3 266
Total des autres éléments du résultat global	(2 031)	12	204	(412)	(51)	(2 278)
Résultat global	828	526	571	4 440	(5 377)	988
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle						
	—	—	—	—	(160)	(160)
Résultat global attribuable aux participations donnant le contrôle						
	828	526	571	4 440	(5 537)	828

États de la situation financière aux fins de consolidation au 31 décembre 2019

	Société mère émettrice et garante	Filiales émettrice et garante - SEP	Filiale émettrice et garante - EEP	Filiales non garantes	Ajustements de consolidation et d'élimination	Chiffres consolidés - Enbridge
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Actif						
Actif à court terme						
Trésorerie et équivalents de trésorerie	—	33	4	611	—	648
Trésorerie soumise à restrictions	9	—	—	19	—	28
Comptes débiteurs et autres créances	429	8	4	6 340	—	6 781
Montants à recevoir de sociétés affiliées	746	—	12	(164)	(525)	69
Montants à recevoir de sociétés affiliées au titre de prêts à court terme	1 691	—	3 961	4 417	(10 069)	—
Stocks	—	—	—	1 299	—	1 299
	2 875	41	3 981	12 522	(10 594)	8 825
Immobilisations corporelles, montant net	248	—	—	93 475	—	93 723
Montants à recevoir de sociétés affiliées au titre de prêts à long terme	47 285	73	2 387	35 672	(85 417)	—
Investissements dans des filiales	80 456	18 956	5 180	14 782	(119 374)	—
Placements à long terme	1 701	932	—	14 467	(572)	16 528
Placements à long terme soumis à restrictions	—	—	—	434	—	434
Montants reportés et autres actifs	998	1	1	7 282	(849)	7 433
Actifs incorporels, montant net	247	—	—	1 926	—	2 173
Écart d'acquisition	—	—	—	33 153	—	33 153
Impôts reportés	486	—	—	514	—	1 000
Total des actifs	134 296	20 003	11 549	214 227	(216 806)	163 269
Passif et capitaux propres						
Passif à court terme						
Emprunts à court terme	—	—	—	898	—	898
Comptes créditeurs et autres dettes	2 765	28	1	7 745	(476)	10 063
Montants à payer à des sociétés affiliées	736	367	83	(640)	(525)	21
Intérêts à payer	279	52	51	242	—	624
Montants à payer à des sociétés affiliées au titre d'emprunts à court terme	367	2 058	1 991	5 653	(10 069)	—
Partie à court terme de la dette à long terme	2 160	518	—	1 726	—	4 404
	6 307	3 023	2 126	15 624	(11 070)	16 010
Dette à long terme	27 290	4 435	3 789	24 147	—	59 661
Autres passifs à long terme	1 295	2	12	7 864	(849)	8 324
Montants à payer à des sociétés affiliées au titre d'emprunts à long terme	33 686	—	3 112	48 619	(85 417)	—
Impôts reportés	—	271	—	13 887	(4 291)	9 867
	68 578	7 731	9 039	110 141	(101 627)	93 862
Capitaux propres						
Participations donnant le contrôle ¹	65 718	12 272	2 510	104 086	(118 543)	66 043
Participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	3 364	3 364
	65 718	12 272	2 510	104 086	(115 179)	69 407
Total des passifs et capitaux propres	134 296	20 003	11 549	214 227	(216 806)	163 269

¹ Les capitaux propres attribuables aux participations donnant le contrôle de la société mère émettrice et garante ne tiennent pas compte des soldes des participations croisées qui sont compris dans les ajustements de consolidation et d'élimination.

États de la situation financière aux fins de consolidation au 31 décembre 2018

	Société mère émettrice et garante	Filiales émettrice et garante - SEP	Filiale émettrice et garante - EEP	Filiales non garantes	Ajustements de consolidation et d'élimination	Chiffres consolidés - Enbridge
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Actif						
Actif à court terme						
Trésorerie et équivalents de trésorerie	—	16	—	502	—	518
Trésorerie soumise à restrictions	9	—	—	110	—	119
Comptes débiteurs et autres créances	283	15	8	6 211	—	6 517
Montants à recevoir de sociétés affiliées	726	—	13	(142)	(518)	79
Montants à recevoir de sociétés affiliées au titre de prêts à court terme	3 943	—	3 689	653	(8 285)	—
Stocks	—	—	—	1 339	—	1 339
	4 961	31	3 710	8 673	(8 803)	8 572
Immobilisations corporelles, montant net	140	—	—	94 400	—	94 540
Montants à recevoir de sociétés affiliées au titre de prêts à long terme	10 318	73	2 539	1 344	(14 274)	—
Investissements dans des filiales	78 474	19 777	6 363	15 567	(120 181)	—
Placements à long terme	4 561	987	—	14 841	(3 682)	16 707
Placements à long terme soumis à restrictions	—	—	—	323	—	323
Montants reportés et autres actifs	1 700	9	17	8 558	(1 726)	8 558
Actifs incorporels, montant net	234	—	—	2 138	—	2 372
Écart d'acquisition	—	—	—	34 459	—	34 459
Impôts reportés	817	—	—	229	328	1 374
Total des actifs	101 205	20 877	12 629	180 532	(148 338)	166 905
Passif et capitaux propres						
Passif à court terme						
Emprunts à court terme	—	—	—	1 024	—	1 024
Comptes créditeurs et autres dettes	2 742	7	34	7 059	(6)	9 836
Montants à payer à des sociétés affiliées	946	233	56	(677)	(518)	40
Intérêts à payer	283	56	105	225	—	669
Montants à payer à des sociétés affiliées au titre d'emprunts à court terme	426	682	—	7 177	(8 285)	—
Passifs environnementaux – à court terme	—	—	—	27	—	27
Partie à court terme de la dette à long terme	1 853	—	683	723	—	3 259
	6 250	978	878	15 558	(8 809)	14 855
Dette à long terme	22 893	7 276	6 943	23 215	—	60 327
Autres passifs à long terme	2 428	2	30	8 100	(1 726)	8 834
Montants à payer à des sociétés affiliées au titre d'emprunts à long terme	76	—	1 502	12 696	(14 274)	—
Impôts reportés	—	331	—	13 523	(4 400)	9 454
	31 647	8 587	9 353	73 092	(29 209)	93 470
Capitaux propres						
Participations donnant le contrôle ¹	69 558	12 290	3 276	107 440	(123 094)	69 470
Participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	3 965	3 965
	69 558	12 290	3 276	107 440	(119 129)	73 435
Total des passifs et capitaux propres	101 205	20 877	12 629	180 532	(148 338)	166 905

¹ Les capitaux propres attribuables aux participations donnant le contrôle de la société mère émettrice et garante ne tiennent pas compte des soldes des participations croisées qui sont compris dans les ajustements de consolidation et d'élimination.

États des flux de trésorerie aux fins de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2019

	Société mère émettrice et garante	Filiales émettrice et garante - SEP	Filiale émettrice et garante - EEP	Filiales non garantes	Ajustements de consolidation et d'élimination	Chiffres consolidés - Enbridge
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Rentrées de trésorerie nettes liées aux activités d'exploitation	2 246	1 676	(365)	9 675	(3 834)	9 398
Activités d'investissement						
Dépenses d'investissement	(75)	—	—	(5 417)	—	(5 492)
Placements à long terme et placements à long terme soumis à restrictions	(26)	(11)	—	(1 122)	—	(1 159)
Distributions provenant des participations dans des satellites en excédent des bénéfices cumulatifs	—	24	1 196	393	(1 196)	417
Acquisition d'actifs incorporels	(68)	—	—	(132)	—	(200)
Prêts à des sociétés affiliées, montant net	—	—	—	(314)	—	(314)
Produits de cession	—	—	—	2 110	—	2 110
Apport à des filiales	(4 759)	—	(12)	—	4 771	—
Rendement du capital-actions de filiales	5 281	—	—	—	(5 281)	—
Avances consenties à des sociétés affiliées	(50 897)	—	(2 778)	(60 787)	114 462	—
Remboursement sur avances consenties à des sociétés affiliées	15 808	—	2 357	22 136	(40 301)	—
Autres	—	—	—	(20)	—	(20)
Rentrées (sorties) de trésorerie nettes liées aux activités d'investissement	(34 736)	13	763	(43 153)	72 455	(4 658)
Activités de financement						
Variation nette des emprunts à court terme	—	—	—	(127)	—	(127)
Variation nette des billets de trésorerie et des prélèvements sur les facilités de crédit	3 158	(2 011)	(1 017)	695	—	825
Émission de débentures et de billets à terme, déduction faite de frais d'émission	3 621	—	—	2 555	—	6 176
Remboursements sur les débentures et les billets à terme	(1 450)	—	(2 514)	(704)	—	(4 668)
Apports des participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	12	12
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	(254)	(254)
Apports des participations ne donnant pas le contrôle rachetables	—	—	—	—	—	—
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	—	—	—	—	—	—
Apport des sociétés mères	—	—	—	4 771	(4 771)	—
Distributions aux sociétés mères	—	(1 014)	(651)	(8 888)	10 553	—
Rachat d'actions privilégiées	—	—	—	(300)	—	(300)
Émission d'actions ordinaires	18	—	—	—	—	18
Dividendes sur les actions privilégiées	(383)	—	—	—	—	(383)
Dividendes sur les actions ordinaires	(5 973)	—	—	—	—	(5 973)
Avances consenties par des sociétés affiliées	46 860	5 678	8 249	53 675	(114 462)	—
Remboursement sur avances consenties par des sociétés affiliées	(13 361)	(4 321)	(4 454)	(18 165)	40 301	—
Autres	—	(4)	(7)	(60)	—	(71)
Rentrées (sorties) de trésorerie nettes liées aux activités de financement	32 490	(1 672)	(394)	33 452	(68 621)	(4 745)
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions libellés en devises	—	—	—	44	—	44
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	—	17	4	18	—	39
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions au début de l'exercice	9	16	—	612	—	637
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de l'exercice	9	33	4	630	—	676

États des flux de trésorerie aux fins de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

	Société mère émettrice et garante	Filiales émettrice et garante - SEP	Filiale émettrice et garante - EEP	Filiales non garantes	Ajustements de consolidation et d'élimination	Chiffres consolidés - Enbridge
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Rentrées (sorties) de trésorerie nettes liées aux activités d'exploitation	1 696	1 751	(239)	11 683	(4 389)	10 502
Activités d'investissement						
Dépenses d'investissement	(28)	—	—	(6 778)	—	(6 806)
Placements à long terme et placements à long terme soumis à restrictions	(81)	(12)	—	(1 297)	78	(1 312)
Distributions provenant des participations dans des satellites en excédent des bénéfices cumulatifs	287	45	982	1 232	(1 269)	1 277
Acquisition d'actifs incorporels	(43)	—	—	(497)	—	(540)
Produits de cessions	1 790	—	—	2 662	—	4 452
Apport à des filiales	(8 131)	(79)	(13)	(1 655)	9 878	—
Rachat de capital-actions de filiales	3 753	—	—	—	(3 753)	—
Avances consenties à des sociétés affiliées	(6 863)	—	(1 703)	(5 685)	14 251	—
Remboursement sur avances consenties à des sociétés affiliées	9 427	518	1 504	4 124	(15 573)	—
Prêts à des sociétés affiliées, montant net	—	—	—	(76)	—	(76)
Autres	—	—	—	(12)	—	(12)
Rentrées (sorties) de trésorerie nettes liées aux activités d'investissement	111	472	770	(7 982)	3 612	(3 017)
Activités de financement						
Variation nette des emprunts à court terme	—	—	—	(420)	—	(420)
Variation nette des billets de trésorerie et des prélèvements sur les facilités de crédit	(734)	(962)	(1 009)	449	—	(2 256)
Émission de débentures et de billets à terme, déduction faite de frais d'émission	2 554	—	—	983	—	3 537
Remboursements sur les débentures et les billets à terme	—	(648)	(509)	(3 288)	—	(4 445)
Vente des participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales	—	—	—	—	1 289	1 289
Apports des participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	24	24
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	(857)	(857)
Apports des participations ne donnant pas le contrôle rachetables	—	—	—	—	70	70
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	—	—	—	—	(325)	(325)
Apport des sociétés mères	—	—	1 007	8 223	(9 230)	—
Distributions aux sociétés mères	—	(1 902)	(666)	(6 564)	9 132	—
Paiement au comptant relatif au rachat des titres d'entités détenues à titre de promoteur	(64)	—	—	—	—	(64)
Rachat d'actions privilégiées	—	—	—	(210)	—	(210)
Émission d'actions ordinaires	21	648	—	—	(648)	21
Dividendes sur les actions privilégiées	(364)	—	—	—	—	(364)
Dividendes sur les actions ordinaires	(3 480)	—	—	—	—	(3 480)
Avances consenties par des sociétés affiliées	710	1 474	3 501	8 566	(14 251)	—
Remboursement sur avances consenties par des sociétés affiliées	(443)	(826)	(2 855)	(11 449)	15 573	—
Autres	—	(5)	—	(18)	—	(23)
Rentrées (sorties) de trésorerie nettes liées aux activités de financement	(1 800)	(2 221)	(531)	(3 728)	777	(7 503)
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions libellés en devises	—	—	—	68	—	68
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	7	2	—	41	—	50
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions au début de l'exercice	2	14	—	571	—	587
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de l'exercice	9	16	—	612	—	637

États des flux de trésorerie aux fins de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2017

	Société mère émettrice et garante	Filiales émettrice et garante – SEP	Filiale émettrice et garante – EEP	Filiales non garantes	Ajustements de consolidation et d'élimination	Chiffres consolidés – Enbridge
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Rentrées (sorties) de trésorerie nettes liées aux activités d'exploitation	620	355	(695)	9 654	(3 276)	6 658
Activités d'investissement						
Dépenses d'investissement	(21)	—	—	(8 266)	—	(8 287)
Placements à long terme et placements à long terme soumis à restrictions	(202)	(51)	—	(3 535)	202	(3 586)
Distributions provenant des participations dans des satellites en excédent des bénéficiaires cumulatifs	36	22	921	103	(957)	125
Acquisition d'actifs incorporels	(47)	—	—	(742)	—	(789)
Trésorerie obtenue dans le cadre de l'opération de fusion	—	—	—	682	—	682
Produits de cessions	—	—	1 742	1 103	(2 217)	628
Apport à des filiales	(4 866)	—	(2 056)	—	6 922	—
Rachat de capital-actions de filiales	2 192	—	1 532	—	(3 724)	—
Avances consenties à des sociétés affiliées	(7 145)	(519)	(1 410)	(3 020)	12 094	—
Remboursement sur avances consenties à des sociétés affiliées	4 506	—	2 129	2 887	(9 522)	—
Prêts à des sociétés affiliées, montant net	—	—	—	(22)	—	(22)
Autres	—	—	—	212	—	212
Rentrées (sorties) de trésorerie nettes liées aux activités d'investissement	(5 547)	(548)	2 858	(10 598)	2 798	(11 037)
Activités de financement						
Variation nette des emprunts à court terme	—	—	—	721	—	721
Variation nette des billets de trésorerie et des prélèvements sur les facilités de crédit	(1 845)	1 965	(316)	(1 053)	—	(1 249)
Émission de débetures et de billets à terme, déduction faite de frais d'émission	8 177	519	—	787	—	9 483
Remboursements sur les débetures et les billets à terme	(1 711)	(533)	—	(2 810)	—	(5 054)
Achat d'une participation dans une filiale consolidée	—	—	(475)	(1 969)	2 217	(227)
Apports des participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	832	832
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	(919)	(919)
Apports des participations ne donnant pas le contrôle rachetables	563	—	—	—	615	1 178
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	—	—	—	—	(247)	(247)
Apport des sociétés mères	—	—	—	6 922	(6 922)	—
Distributions aux sociétés mères	—	(1 987)	(789)	(6 093)	8 869	—
Émission d'actions privilégiées	489	—	—	—	—	489
Rachat d'actions privilégiées	—	—	(1 613)	1 613	—	—
Émission d'actions ordinaires	1 549	227	1 646	—	(1 873)	1 549
Dividendes sur les actions privilégiées	(330)	—	(478)	—	478	(330)
Dividendes sur les actions ordinaires ¹	(2 336)	—	—	(414)	—	(2 750)
Avances consenties par des sociétés affiliées	407	—	2 613	9 074	(12 094)	—
Remboursement sur avances consenties par des sociétés affiliées	(40)	—	(2 847)	(6 635)	9 522	—
Rentrées (sorties) de trésorerie nettes liées aux activités de financement	4 923	191	(2 259)	143	478	3 476
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions libellés en devises	—	—	(2)	(70)	—	(72)
Diminution nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	(4)	(2)	(98)	(871)	—	(975)
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions au début de l'exercice	6	16	98	1 442	—	1 562
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de l'exercice	2	14	—	571	—	587

¹ Les dividendes sur les actions ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 tiennent compte des montants distribués par Spectra Energy Corp. relativement aux dividendes cumulés avant l'opération de fusion.

33. INFORMATION FINANCIÈRE TRIMESTRIELLE (NON AUDITÉ)

	T1	T2	T3	T4	Total
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>					
2019					
Produits d'exploitation	12 856	13 263	11 598	12 352	50 069
Bénéfice d'exploitation	2 619	2 285	1 588	1 768	8 260
Bénéfice	2 023	1 830	1 060	914	5 827
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	1 986	1 832	1 045	842	5 705
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	1 891	1 736	949	746	5 322
Résultat par action ordinaire					
De base	0,94	0,86	0,47	0,37	2,64
Dilué	0,94	0,86	0,47	0,36	2,63
2018					
Produits d'exploitation	12 726	10 745	11 345	11 562	46 378
Bénéfice d'exploitation	878	1 571	854	1 513	4 816
Bénéfice	510	1 327	213	1 283	3 333
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	534	1 160	4	1 184	2 882
Bénéfice (perte) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	445	1 071	(90)	1 089	2 515
Résultat par action ordinaire					
De base	0,26	0,63	(0,05)	0,60	1,46
Dilué	0,26	0,63	(0,05)	0,60	1,46

RUBRIQUE 9. CHANGEMENTS DE L'INFORMATION COMPTABLE ET FINANCIÈRE ET DÉSACCORDS AVEC LES COMPTABLES

Aucun.

RUBRIQUE 9A. CONTRÔLES ET PROCÉDURES

CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

Les contrôles et procédures de communication de l'information visent à procurer l'assurance raisonnable que l'information devant être présentée dans les rapports déposés auprès des autorités de réglementation en valeurs mobilières ou leur étant soumise est inscrite, traitée, résumée et présentée dans les délais prévus par les lois canadiennes et américaines sur les valeurs mobilières. Au 31 décembre 2019, une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement de nos contrôles et procédures de communication de l'information (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934*) a été réalisée sous la supervision et avec la participation de notre direction, y compris le chef de la direction et le chef des finances. S'appuyant sur cette évaluation, le chef de la direction et le chef des finances ont conclu que ces contrôles et procédures de communication de l'information ont été conçus et fonctionnaient efficacement de façon à assurer que l'information que nous devons inclure dans les rapports que nous déposons ou soumettons auprès de la SEC et des Autorités canadiennes en valeurs mobilières est inscrite, traitée, résumée et présentée dans les délais imposés.

CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Notre direction a la responsabilité d'établir et de maintenir un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière, au sens des règles de la SEC et des Autorités canadiennes en valeurs mobilières. Notre contrôle interne à l'égard de l'information financière est un processus élaboré sous la supervision des dirigeants et des cadres des services financiers afin de fournir une assurance raisonnable quant à la fiabilité de la présentation de l'information financière et de l'établissement de nos états financiers qui doivent être publiés à des fins externes conformément aux PCGR des États-Unis.

Notre contrôle interne à l'égard de la présentation de l'information financière comprend des politiques et des procédures qui :

- concernent la tenue de comptes suffisamment détaillés qui donnent une image juste et fidèle de nos opérations et de nos cessions d'actifs;
- fournissent l'assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux PCGR des États-Unis;
- fournissent une assurance raisonnable quant à la prévention ou à la détection rapide d'une acquisition non autorisée et de l'utilisation ou de la cession d'un de nos actifs qui pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers.

Notre contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permet pas nécessairement de prévenir ou de déceler toutes les anomalies en raison des limites inhérentes. De plus, les projections de l'évaluation de l'efficacité pour des périodes futures sont soumises au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison des changements de conditions ou de la détérioration du degré de conformité à nos politiques et procédures.

Notre direction a procédé à une évaluation de l'efficacité de notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2019 en se fondant sur les critères établis dans le rapport intitulé *Internal Control – Integrated Framework (2013)*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Commission Treadway. Selon cette appréciation, notre direction a conclu que nous avons maintenu un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2019.

L'efficacité de notre contrôle interne à l'égard de l'information financière a été auditée en date du 31 décembre 2019 par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., auditeurs indépendants nommés par nos actionnaires. Dans leur *Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant* qui figure à la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*, les auditeurs ont exprimé une opinion sans réserve au sujet de notre contrôle interne à l'égard de l'information financière en date du 31 décembre 2019.

Changements apportés au contrôle interne à l'égard de l'information financière

Au cours du trimestre clos le 31 décembre 2019, notre contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucun changement important.

RUBRIQUE 9B. AUTRES RENSEIGNEMENTS

Aucun.

PARTIE III

RUBRIQUE 10. ADMINISTRATEURS, MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION ET GOUVERNANCE

Administrateurs de l'émetteur inscrit

L'information requise à cette rubrique figurera dans notre formulaire 10-K/A, qui sera déposé au plus tard 120 jours suivant le 31 décembre 2019. Cette information figurera également dans la circulaire d'information de la direction que nous établissons conformément aux exigences de la législation canadienne régissant les sociétés par actions et les valeurs mobilières.

Hauts dirigeants de l'émetteur inscrit

L'information concernant les membres de la haute direction figure dans la partie I, rubrique 1, *Activités – Hauts dirigeants*.

Code d'éthique pour le chef de la direction et les dirigeants des services financiers

L'information requise à cette rubrique figurera dans notre formulaire 10-K/A, qui sera déposé au plus tard 120 jours après le 31 décembre 2019. Cette information figurera également dans la circulaire d'information de la direction que nous établissons conformément aux exigences de la législation canadienne régissant les sociétés par actions et les valeurs mobilières.

RUBRIQUE 11. RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS

L'information requise à cette rubrique figurera dans notre formulaire 10-K/A, qui sera déposé au plus tard 120 jours suivant le 31 décembre 2019. Cette information figurera également dans la circulaire d'information de la direction que nous établissons conformément aux exigences de la législation canadienne régissant les sociétés par actions et les valeurs mobilières.

RUBRIQUE 12. TITRES APPARTENANT À CERTAINS PROPRIÉTAIRES VÉRITABLES ET À LA DIRECTION ET QUESTIONS CONNEXES AYANT TRAIT AUX ACTIONNAIRES

L'information requise à cette rubrique figurera dans notre formulaire 10-K/A, qui sera déposé au plus tard 120 jours après le 31 décembre 2019. Cette information figurera également dans la circulaire d'information de la direction que nous établissons conformément aux exigences de la législation canadienne régissant les sociétés par actions et les valeurs mobilières.

RUBRIQUE 13. CERTAINES RELATIONS ET OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS ET INDÉPENDANCE DES ADMINISTRATEURS

L'information requise à cette rubrique figurera dans notre formulaire 10-K/A, qui sera déposé au plus tard 120 jours suivant le 31 décembre 2019. Cette information figurera également dans la circulaire d'information de la direction que nous établissons conformément aux exigences de la législation canadienne régissant les sociétés par actions et les valeurs mobilières.

RUBRIQUE 14. PRINCIPAUX HONORAIRES ET SERVICES COMPTABLES

L'information relative à cette rubrique figurera dans notre formulaire 10-K/A, qui sera déposé au plus tard 120 jours suivant le 31 décembre 2019. Cette information figurera également dans la circulaire d'information de la direction que nous établissons conformément aux exigences de la législation canadienne régissant les sociétés par actions et les valeurs mobilières.

PARTIE IV

RUBRIQUE 15. ANNEXES ET TABLEAUX DES ÉTATS FINANCIERS

(a) Les états financiers consolidés, l'information financière complémentaire et les tableaux supplémentaires inclus dans la partie II du présent rapport annuel sont les suivants :

Enbridge Inc. :

- Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant
- États consolidés des résultats
- États consolidés du résultat global
- États consolidés des variations des capitaux propres
- États consolidés des flux de trésorerie
- États consolidés de la situation financière
- Notes afférentes aux états financiers consolidés

Les tableaux ont été omis, soit parce qu'ils ne sont pas exigés, soit parce que l'information exigée figure déjà dans les états financiers consolidés ou dans les notes afférentes aux états financiers.

(b) Annexes

Il est fait mention, après la rubrique 16, *Sommaire du formulaire 10-K*, de la table des matières des pièces, laquelle est intégrée par les présentes à ladite rubrique.

RUBRIQUE 16. SOMMAIRE DU FORMULAIRE 10-K

Aucun.

TABLE DES MATIÈRES DES PIÈCES

Chacune des pièces présentées ci-après est incluse dans le cadre du présent rapport annuel. Les pièces incluses dans ce dépôt sont marquées d'un astérisque (« * »); les pièces non marquées d'un astérisque ont été intégrées par renvoi à des documents déposés antérieurement, comme il est indiqué. Les pièces marquées du symbole « + » constituent un contrat de gestion ou un régime de rémunération de la direction.

Numéro de la pièce	Nom de la pièce
2.1	Convention et plan de fusion datés du 5 septembre 2016, conclus entre Spectra Energy Corp, Enbridge Inc. et Sand Merger Sub, Inc. (intégrés par renvoi dans la pièce 2.1 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
2.2	Convention d'apport datée du 18 juin 2015 intervenue entre Enbridge Inc., IPL System Inc., Enbridge Income Fund Holdings Inc., Enbridge Income Fund, Enbridge Commercial Trust et Enbridge Income Partners LP (intégrée par renvoi dans la pièce 2.2 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
2.3	Convention et plan de fusion datés du 24 août 2018, conclus entre Spectra Energy Partners, LP, Spectra Energy Partners (DE) GP, LP, Enbridge Inc., Enbridge (U.S.) Inc., Autumn Acquisition Sub, LLC et, uniquement aux fins des articles I, II et XI, Enbridge US Holdings Inc., Spectra Energy Corp, Spectra Energy Capital, LLC et Spectra Energy Transmission, LLC. (intégrés par renvoi dans la pièce 2.1 du formulaire 8-K d'Enbridge déposé le 24 août 2018)
2.4	Convention et plan de fusion datés du 17 septembre 2018, conclus entre Enbridge Energy Partners, L.P., Enbridge Energy Company, Inc., Enbridge Energy Management, L.L.C., Enbridge Inc., Enbridge (U.S.) Inc., Winter Acquisition Sub II, LLC et, uniquement aux fins des articles I, II et XI, Enbridge US Holdings Inc. (intégrés par renvoi dans la pièce 2.1 du formulaire 8-K d'Enbridge déposé le 18 septembre 2018)
2.5	Convention et plan de fusion datés du 17 septembre 2018, conclus entre Enbridge Energy Management, L.L.C., Enbridge Inc., Winter Acquisition Sub I, Inc. et, uniquement aux fins de l'article I, paragraphe 2.4 et de l'article X, Enbridge Energy Company, Inc. (intégrés par renvoi dans la pièce 2.2 du formulaire 8-K d'Enbridge déposé le 18 septembre 2018)
2.6	Convention d'arrangement datée du 17 septembre 2018, conclue entre Enbridge Inc. et Enbridge Income Fund Holdings Inc. (intégrée par renvoi dans la pièce 2.3 du formulaire 8-K d'Enbridge déposé le 18 septembre 2018)
3.1	Statuts de prorogation de la société, datés du 15 décembre 1987 (intégrés par renvoi dans la pièce 2.1(a) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)
3.2	Certificat de modification daté du 2 août 1989, modifiant les statuts de la société (intégré par renvoi dans la pièce 2.1(b) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)
3.3	Statuts modifiés de la société datés du 30 avril 1992 (intégrés par renvoi dans la pièce 2.1(c) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)
3.4	Statuts modifiés de la société datés du 2 juillet 1992 (intégrés par renvoi dans la pièce 2.1(d) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)

Numéro de la pièce	Nom de la pièce
3.5	Statuts modifiés de la société datés du 6 août 1992 (intégrés par renvoi dans la pièce 2.1(e) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)
3.6	Clauses d'arrangement de la société datées du 18 décembre 1992 liées à la convention d'arrangement datée du 15 décembre 1992 (intégrées par renvoi dans la pièce 2.1(f) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)
3.7	Certificat de modification de la société (exemplaire certifié notarié) daté du 18 décembre 1992 (intégré par renvoi dans la pièce 2.1(g) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)
3.8	Statuts modifiés de la société datés du 5 mai 1994 (intégrés par renvoi dans la pièce 2.1(h) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)
3.9	Certificat de modification daté du 7 octobre 1998 (intégré par renvoi dans la pièce 2.1(i) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)
3.10	Certificat de modification daté du 24 novembre 1998 (intégré par renvoi dans la pièce 2.1(j) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)
3.11	Certificat de modification daté du 29 avril 1999 (intégré par renvoi dans la pièce 2.1(k) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)
3.12	Certificat de modification daté du 5 mai 2005 (intégré par renvoi dans la pièce 2.1(l) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 5 août 2005)
3.13	Certificat de modification daté du 11 mai 2011 (intégré par renvoi dans la pièce 3.13 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
3.14	Certificat de modification daté du 28 septembre 2011 (intégré par renvoi dans la pièce 3.14 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
3.15	Certificat de modification daté du 21 novembre 2011 (intégré par renvoi dans la pièce 3.15 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
3.16	Certificat de modification daté du 16 janvier 2012 (intégré par renvoi dans la pièce 3.16 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
3.17	Certificat de modification daté du 27 mars 2012 (intégré par renvoi dans la pièce 3.17 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
3.18	Certificat de modification daté du 16 avril 2012 (intégré par renvoi dans la pièce 3.18 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
3.19	Certificat de modification daté du 17 mai 2012 (intégré par renvoi dans la pièce 3.19 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
3.20	Certificat de modification daté du 12 juillet 2012 (intégré par renvoi dans la pièce 3.20 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)

Numéro de la pièce	Nom de la pièce
3.21	Certificat de modification daté du 11 septembre 2012 (intégré par renvoi dans la pièce 3.21 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
3.22	Certificat de modification daté du 3 décembre 2012 (intégré par renvoi dans la pièce 3.22 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
3.23	Certificat de modification daté du 25 mars 2013 (intégré par renvoi dans la pièce 3.23 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
3.24	Certificat de modification daté du 4 juin 2013 (intégré par renvoi dans la pièce 3.24 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
3.25	Certificat de modification daté du 25 septembre 2013 (intégré par renvoi dans la pièce 3.25 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
3.26	Certificat de modification daté du 10 décembre 2013 (intégré par renvoi dans la pièce 3.26 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
3.27	Certificat de modification daté du 10 mars 2014 (intégré par renvoi dans la pièce 3.27 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
3.28	Certificat de modification daté du 20 mai 2014 (intégré par renvoi dans la pièce 3.28 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
3.29	Certificat de modification daté du 15 juillet 2014 (intégré par renvoi dans la pièce 3.29 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
3.30	Certificat de modification daté du 19 septembre 2014 (intégré par renvoi dans la pièce 3.30 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
3.31	Certificat de modification daté du 22 novembre 2016 (intégré par renvoi dans le formulaire 6-K <i>Report of Foreign Issuer</i> d'Enbridge déposé le 1^{er} décembre 2016)
3.32	Certificat de modification daté du 15 décembre 2016 (intégré par renvoi dans le formulaire 6-K <i>Report of Foreign Issuer</i> d'Enbridge déposé le 16 décembre 2016)
3.33	Certificat de modification daté du 13 juillet 2017 (intégré par renvoi dans le formulaire 6-K <i>Report of Foreign Issuer</i> d'Enbridge déposé le 13 juillet 2017)
3.34	Certificat de modification daté du 25 septembre 2017 (intégré par renvoi dans la pièce 3.34 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
3.35	Certificat de modification daté du 7 décembre 2017 (intégré par renvoi dans la pièce 3.35 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
3.36	Certificat de modification daté du 27 février 2018 (intégré par renvoi dans la pièce 3.1 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 1^{er} mars 2018)
3.37	Certificat de modification daté du 9 avril 2018 (intégré par renvoi dans la pièce 3.1 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 12 avril 2018)
3.38	Certificat de modification daté du 10 avril 2018 (intégré par renvoi dans la pièce 3.1 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 12 avril 2018)

Numéro de la pièce	Nom de la pièce
3.39	* Règlement administratif N° 1 d'Enbridge Inc.
3.40	Règlement administratif N° 2 d'Enbridge Inc. (intégré par renvoi dans le rapport courant d'Enbridge sur formulaire 6-K déposé le 5 décembre 2014)
4.1	Convention de fiducie intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas devant être datée du 25 février 2005 (intégrée par renvoi dans la pièce 7.1 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-10 déposée le 4 février 2005)
4.2	Première convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 1^{er} mars 2012 (intégrée par renvoi dans la pièce 7.3 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-10 déposée le 11 mai 2012)
4.3	Deuxième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 19 décembre 2016 (intégrée par renvoi dans le formulaire 6-K Report of Foreign Issuer d'Enbridge déposé le 20 décembre 2016)
4.4	Troisième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 14 juillet 2017 (intégrée par renvoi dans le formulaire 6-K Report of Foreign Issuer d'Enbridge déposé le 14 juillet 2017)
4.5	Quatrième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 1^{er} mars 2018 (intégrée par renvoi dans le rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 1^{er} mars 2018)
4.6	Cinquième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 12 avril 2018 (intégrée par renvoi dans le rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 12 avril 2018)
4.7	Sixième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc., Spectra Energy Partners, LP (à titre de garant), Enbridge Energy Partners, L.P. (à titre de garant) et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 13 mai 2019 (intégrée par renvoi dans la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-3 déposée le 17 mai 2019)
4.8	Convention relative au régime de droits des actionnaires datée du 9 novembre 1995 (modifiée et mise à jour aux dates suivantes : 1^{er} mai 1996, 24 février 1999, 3 mai 2002, 5 mai 2005, 7 mai 2008, 11 mai 2011, 7 mai 2014 et 11 mai 2017) intervenue entre Enbridge Inc. et CST Trust Company (intégrée par renvoi dans le formulaire 6-K Report of Foreign Issuer d'Enbridge déposé le 12 mai 2017)
4.9	* Description des titres inscrits aux termes de l'article 12 de la loi intitulée Securities Exchange Act, dans sa version modifiée
	Certains instruments définissant les droits des porteurs de titres de créance à long terme de la société inscrite et de ses filiales ont été omis conformément à l'Item 601(b)(4)(iii) du Regulation S-K. Par les présentes, la société inscrite s'engage à fournir à la SEC, sur demande, des copies desdits instruments.
10.1	Entente de tarification concurrentielle d'Enbridge Pipelines Inc. datée du 1^{er} juillet 2011 (intégrée par renvoi dans la pièce 10.1 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.2	Seizième convention de fiducie supplémentaire datée du 22 janvier 2019 intervenue entre Enbridge Energy Partners, L.P. et U.S. Bank National Association, à titre de fiduciaire (intégrée par renvoi dans la pièce 4.1 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 24 janvier 2019)

Numéro de la pièce	Nom de la pièce
10.3	Dix-septième convention de fiducie supplémentaire datée du 22 janvier 2019 intervenue entre Enbridge Energy Partners, L.P. et U.S. Bank National Association, à titre de fiduciaire (intégrée par renvoi dans la pièce 4.2 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 24 janvier 2019)
10.4	Septième convention de fiducie supplémentaire datée du 22 janvier 2019 intervenue entre Spectra Energy Partners, LP, Enbridge Inc. et Wells Fargo Bank, National Association, à titre de fiduciaire (intégrée par renvoi dans la pièce 4.3 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 24 janvier 2019)
10.5	Huitième convention de fiducie supplémentaire datée du 22 janvier 2019 intervenue entre Spectra Energy Partners, LP, Enbridge Inc. et Wells Fargo Bank, National Association, à titre de fiduciaire (intégrée par renvoi dans la pièce 4.4 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 24 janvier 2019)
10.6	Convention de garantie à l'égard d'une filiale datée du 22 janvier 2019 intervenue entre Spectra Energy Partners, LP et Enbridge Energy Partners, L.P. (intégrée par renvoi dans la pièce 4.5 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 24 janvier 2019)
10.7	+ Modèle de contrat d'emploi pour les membres de la haute direction (avant 2014) (intégré par renvoi dans la pièce 10.2 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.8	+ Modèle de contrat d'emploi pour les membres de la haute direction (2014-2016) (intégré par renvoi dans la pièce 10.3 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.9	+ Modèle de contrat d'emploi pour les membres de la haute direction (2017) (intégré par renvoi dans la pièce 10.4 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.10	+ Contrat d'emploi pour les membres de la haute direction entre Enbridge Employee Services, Inc. et William T. Yardley, daté du 25 juillet 2018 (intégré par renvoi dans la pièce 10.1 du formulaire 8-K d'Enbridge déposé le 27 juillet 2018)
10.11	+ Modèle de convention d'indemnité à l'égard des administrateurs (2015) (intégré par renvoi dans la pièce 10.11 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 15 février 2019)
10.12	+ Plan incitatif à long terme 2019 d'Enbridge Inc. (intégré par renvoi à l'Annexe A de l'Avis de convocation à l'assemblée annuelle des actionnaires d'Enbridge sur formulaire 14A (Dossier n° 001-15254) déposé le 27 mars 2019)
10.13	+ Modèle d'avis d'attribution d'options en vertu du plan incitatif à long terme 2019 et de convention d'attributions d'options sur actions d'Enbridge Inc. (intégré par renvoi dans la pièce 10.4 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 10 mai 2019)
10.14	+ Modèle d'avis d'attributions fondées sur la performance en vertu du plan incitatif à long terme 2019 d'Enbridge Inc. et de convention d'attributions fondées sur la performance d'Enbridge Inc. (intégré par renvoi dans la pièce 10.5 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 10 mai 2019)
10.15	+ Modèle d'avis d'attributions d'actions restreintes en vertu du plan incitatif à long terme 2019 d'Enbridge Inc. et de convention d'attributions d'actions restreintes d'Enbridge Inc. (intégré par renvoi dans la pièce 10.6 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 10 mai 2019)
10.16	+ Modèle d'avis d'attributions d'actions restreintes en vertu du plan incitatif à long terme 2019 d'Enbridge Inc. et de convention d'attributions d'actions restreintes à l'intention des négociateurs en énergie d'Enbridge Inc. (intégré par renvoi dans la pièce 10.7 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 10 mai 2019)

Numéro de la pièce	Nom de la pièce
10.17	+ Modèle d'avis d'attributions d'actions restreintes en vertu du plan incitatif à long terme 2019 d'Enbridge Inc. et de convention d'attributions d'actions restreintes - Version prime de maintien d'Enbridge Inc. (intégré par renvoi dans la pièce 10.8 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 2 août 2019)
10.18	+ Régime d'options d'achat d'actions fondées sur le rendement d'Enbridge Inc. (2007) (Canada) (intégré par renvoi dans la pièce 10.5 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.19	+ Régime d'options d'achat d'actions fondées sur le rendement d'Enbridge Inc. (2007), dans sa version modifiée et mise à jour (2011) (intégré par renvoi dans la pièce 10.6 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.20	+ Régime d'options d'achat d'actions fondées sur le rendement d'Enbridge Inc. (2007), dans sa version modifiée et mise à jour (2011) et modifiée de nouveau (2012) (intégré par renvoi dans la pièce 10.7 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.21	+ Régime d'options d'achat d'actions fondées sur le rendement d'Enbridge Inc. (2007), dans sa version modifiée et mise à jour (2011) et modifiée de nouveau (2012 et 2014) (intégré par renvoi dans la pièce 10.8 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.22	+ Régime d'unités d'actions fondées sur le rendement d'Enbridge Inc. (2007), dans sa version modifiée (intégré par renvoi dans la pièce 10.10 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.23	+ Régime d'unités d'actions restreintes d'Enbridge Inc. (2006), dans sa version modifiée (intégré par renvoi dans la pièce 10.11 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.24	+ Régime d'options d'achat d'actions incitatives d'Enbridge Inc. (2007) (intégré par renvoi dans la pièce 10.12 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.25	+ Régime d'options d'achat d'actions incitatives d'Enbridge Inc. (2007), dans sa version modifiée et mise à jour (2011) (intégré par renvoi dans la pièce 10.13 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.26	+ Régime d'options d'achat d'actions incitatives d'Enbridge Inc. (2007), dans sa version modifiée et mise à jour (2011 et 2014) (intégré par renvoi dans la pièce 10.14 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.27	+ Régime d'options d'achat d'actions incitatives d'Enbridge Inc. (2007), dans sa version modifiée (intégré par renvoi dans la pièce 10.15 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.28	+ Régime de rémunération des administrateurs d'Enbridge Inc. daté du 14 février 2018, dans sa version modifiée avec prise d'effet le 12 février 2019 (intégré par renvoi dans la pièce 10.2 du rapport trimestriel d'Enbridge sur formulaire 10-Q déposé le 10 mai 2019)
10.29	+ Régime de rémunération des administrateurs d'Enbridge Inc. daté du 14 février 2018, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2018 (intégré par renvoi dans la pièce 10.3 du rapport trimestriel d'Enbridge sur formulaire 10-Q déposé le 10 mai 2018)
10.30	+ Régime d'intéressement à court terme d'Enbridge Inc. (dans sa version modifiée et mise à jour entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2019) (intégré par renvoi dans la pièce 10.1 du rapport trimestriel d'Enbridge sur formulaire 10-Q déposé le 10 mai 2019)
10.31	+ Régime d'intéressement à court terme d'Enbridge Inc. (2007), dans sa version modifiée (intégré par renvoi dans la pièce 10.17 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)

Numéro de la pièce	Nom de la pièce
10.32	+ Régime de retraite complémentaire d'Enbridge, dans sa version modifiée et mise à jour en date du 1^{er} janvier 2018 (intégré par renvoi dans la pièce 10.1 du rapport trimestriel d'Enbridge sur formulaire 10-Q déposé le 10 mai 2018)
10.33	+ Modification n° 1 et modification n° 2 du régime de retraite complémentaire d'Enbridge dans sa version modifiée et mise à jour en date du 1^{er} janvier 2005 (intégrées par renvoi dans la pièce 10.19 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.34	+ Régime de retraite complémentaire d'Enbridge pour les employés américains (dans sa version modifiée et mise à jour en date du 1^{er} janvier 2005) (intégré par renvoi dans la pièce 10.20 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.35	+ Modification n° 1 et modification n° 2 du régime de retraite complémentaire d'Enbridge pour les employés américains (dans sa version modifiée et mise à jour en date du 1^{er} janvier 2005) (intégrées par renvoi dans la pièce 10.21 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.36	+ Modification n° 3 du régime de retraite complémentaire d'Enbridge pour les employés américains (dans sa version modifiée et mise à jour en date du 1^{er} janvier 2005) (intégrée par renvoi dans la pièce 10.2 du rapport trimestriel d'Enbridge sur formulaire 10-Q déposé le 10 mai 2018)
10.37	+ Régime d'épargne-retraite des administrateurs de Spectra Energy Corp, dans sa version modifiée et mise à jour (intégré par renvoi dans la pièce 10.22 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.38	+ Régime d'épargne-retraite de la haute direction de Spectra Energy Corp, dans sa version modifiée et mise à jour (intégré par renvoi dans la pièce 10.23 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.39	+ Régime de retraite à solde de caisse de la haute direction de Spectra Energy, dans sa version modifiée et mise à jour (intégré par renvoi dans la pièce 10.24 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.40	+ Convention générale datée du 20 juin 2014 relative au régime d'épargne-retraite de la haute direction de Spectra Energy Corp, au régime de retraite à solde de caisse de la haute direction de Spectra Energy Corp et au régime incitatif à long terme 2007 de Spectra Energy Corp (intégrée par renvoi dans la pièce 10.25 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.41	+ Modèle d'entente de Spectra Energy Corp en cas de changement de contrôle (dans sa version modifiée et mise à jour) (intégré par renvoi dans la pièce 10.26 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.42	+ Modèle de convention d'options d'achat d'actions de Spectra Energy Corp (options d'achat d'actions non visées) (2016) aux termes du régime incitatif à long terme 2007 de Spectra Energy Corp (intégré par renvoi dans la pièce 10.28 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.43	+ Régime incitatif à long terme 2007 de Spectra Energy Corp (dans sa version modifiée et mise à jour) (intégré par renvoi dans la pièce 10.32 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.44	+ Modèle de convention d'attribution d'actions fictives de Spectra Energy Corp (2017) aux termes du régime incitatif à long terme 2007 de Spectra Energy Corp (règlement en trésorerie) (intégré par renvoi dans la pièce 10.34 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.45	+ Modèle de convention d'attribution d'actions fictives de Spectra Energy Corp (2017) aux termes du régime incitatif à long terme 2007 de Spectra Energy Corp (règlement en actions) (intégré par renvoi dans la pièce 10.35 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)

Numéro de la pièce	Nom de la pièce
10.46	+ Deuxième modification du régime d'épargne-retraite de la haute direction de Spectra Energy Corp (dans sa version modifiée et mise à jour en date du 1^{er} mai 2012) (intégrée par renvoi dans la pièce 10.36 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.47	+ Deuxième modification du régime de retraite à solde de caisse de la haute direction de Spectra Energy Corp (dans sa version modifiée et mise à jour en date du 1^{er} mai 2012) (intégrée par renvoi dans la pièce 10.37 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
21.1	* Filiales de la société inscrite
23.1	* Consentement de PricewaterhouseCoopers s.r.l/s.e.n.c.r.l.
24.1	* Procuration (comprise dans la page de signatures du rapport annuel)
31.1	* Attestation en vertu de l'article 302 de la loi intitulée <i>Sarbanes-Oxley Act of 2002</i>.
31.2	* Attestation en vertu de l'article 302 de la loi intitulée <i>Sarbanes-Oxley Act of 2002</i>.
32.1	* Attestation en vertu de l'article 1350 du titre 18 du <i>U.S. Code</i> en la forme adoptée conformément à l'article 906 de la loi intitulée <i>Sarbanes-Oxley Act of 2002</i>.
32.2	* Attestation en vertu de l'article 1350 du titre 18 du <i>U.S. Code</i> en la forme adoptée conformément à l'article 906 de la loi intitulée <i>Sarbanes-Oxley Act of 2002</i>.
101.INS	* Document d'instance XBRL.
101.SCH	* Schéma d'extension de taxonomie XBRL.
101.CAL	* Linkbase de calcul d'extension de taxonomie XBRL.
101.DEF	* Linkbase de définition d'extension de taxonomie XBRL.
101.LAB	* Linkbase d'étiquette d'extension de taxonomie XBRL.
101.PRE	* Linkbase de présentation d'extension de taxonomie XBRL.

SIGNATURES

PROCURATION

Chaque personne dont le nom figure ci-après constitue et nomme Robert R. Rooney, Colin K. Gruending et Karen K. L. Uehara, individuellement, chacun pouvant agir sans la participation de l'autre, comme fondés de pouvoir et mandataires véritables et légitimes des soussignés, avec plein pouvoir de substitution, au nom et à la place des soussignés, en toute qualité, pour qu'ils signent toutes les modifications du présent rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K et pour qu'ils déposent auprès de la Securities and Exchange Commission ces modifications et ces suppléments, leurs pièces et tous les autres documents qui s'y rapportent, et chacune accorde par les présentes aux fondés de pouvoir et mandataires les pouvoirs et l'autorité nécessaires pour prendre les mesures requises, à tous égards et aussi entièrement que le feraient ou pourraient le faire les soussignés eux-mêmes, et ratifie et confirme par les présentes l'ensemble des mesures que peuvent légalement prendre ou faire prendre les fondés de pouvoir et mandataires susmentionnés, ou ses fondés de pouvoir et mandataires de remplacement, en vertu des présentes.

Conformément aux exigences de l'article 13 ou du paragraphe 15(d) de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, la société inscrite a dûment fait signer le présent rapport en son nom par le soussigné, qui y était dûment autorisé.

ENBRIDGE INC.

(émetteur inscrit)

Date : Le 14 février 2020

Par : /s/ Al Monaco

Al Monaco

Président et chef de la direction

Conformément aux exigences de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, le présent rapport a été signé ci-dessous le 14 février 2020 par les personnes suivantes au nom de l'émetteur inscrit et en la qualité indiquée.

/s/ Al Monaco	/s/ Colin K. Gruending
Al Monaco <i>Président et chef de la direction et administrateur (Principal cadre dirigeant)</i>	Colin K. Gruending <i>Vice-président directeur et chef des finances (Principal cadre financier)</i>
/s/ Mark A. Maki	/s/ Gregory L. Ebel
Mark A. Maki <i>Vice-président principal et chef de la comptabilité (Principal cadre comptable)</i>	Gregory L. Ebel <i>Président du conseil d'administration</i>
/s/ Pamela L. Carter	/s/ Marcel R. Coutu
Pamela L. Carter <i>Administratrice</i>	Marcel R. Coutu <i>Administrateur</i>
/s/ Susan M. Cunningham	/s/ J. Herb England
Susan M. Cunningham <i>Administratrice</i>	J. Herb England <i>Administrateur</i>
/s/ Charles W. Fischer	/s/ Gregory J. Goff
Charles W. Fischer <i>Administrateur</i>	Gregory J. Goff <i>Administrateur</i>
/s/ V. Maureen Kempston Darkes	/s/ Teresa S. Madden
V. Maureen Kempston Darkes <i>Administratrice</i>	Teresa S. Madden <i>Administratrice</i>
/s/ Dan C. Tutcher	/s/ Cathy L. Williams
Dan C. Tutcher <i>Administrateur</i>	Cathy L. Williams <i>Administratrice</i>

Informations à l'intention des investisseurs

Demandes de renseignements des investisseurs

Si vous avez des questions relatives aux éléments suivants :

- Derniers communiqués de presse ou présentations d'investisseurs
- Demandes de renseignements concernant les investissements

Veillez communiquer avec le service des relations avec les investisseurs d'Enbridge.

Sans frais : 1-800-481-2804

investor.relations@enbridge.com

Enbridge Inc.

200, 425 – 1ère Rue S.-O

Calgary, Alberta, Canada T2P 3L8

Téléphone : 1-403-231-3900

Fax : 1-403-231-3920

enbridge.com

Agent des registres et des transferts

Pour obtenir de plus amples informations concernant la possession d'actions, le plan d'investissement des actionnaires, les dividendes, le dépôt direct des dividendes et les certificats perdus, veuillez communiquer avec :

Computershare Trust Company of Canada

100, avenue University, 8e étage

Toronto, Ontario M5J 2Y1

Amérique du Nord sans frais : 1-866-276-9479

En dehors de l'Amérique du Nord :

1-514-982-8696

computershare.com/enbridge

Vérificateurs

PricewaterhouseCoopers LLP

Dividendes sur actions ordinaires d'Enbridge Inc. pour 2020

	T1	T2	T3	T4
Dividende	0,81 \$	- ² \$	- ² \$	- ² \$
Date de paiement	1 ^{er} mars	1 ^{er} juin	1 ^{er} septembre	1 ^{er} décembre
Date de relevé ¹	14 février	15 mai	14 août	13 novembre

¹ Les dates de relevé des dividendes versés pour les actions ordinaires sont généralement le 15 février, le 15 mai, le 15 août et le 15 novembre de chaque année, à moins que le 15 ne tombe un samedi ou un dimanche.

² Le montant sera annoncé conformément à la déclaration du conseil d'administration.

Le 2 novembre 2018, Enbridge Inc. a annoncé que la compagnie suspendait son régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions (RRDAA) jusqu'à nouvel ordre.

Actions ordinaires et privilégiées

Les actions ordinaires d'Enbridge Inc. sont négociées au Canada à la Bourse de Toronto et aux États-Unis à la Bourse de New York sous le symbole « ENB ». Les actions privilégiées d'Enbridge Inc. sont négociées au Canada à la Bourse de Toronto sous les symboles suivants :

Série A – ENB.PR.A	Série 1 – ENB.PR.V
Série B – ENB.PR.B	Série 3 – ENB.PR.Y
Série C – ENB.PR.C	Série 5 – ENB.PF.V
Série D – ENB.PR.D	Série 7 – ENB.PR.J
Série F – ENB.PR.F	Série 9 – ENB.PF.A
Série H – ENB.PR.H	Série 11 – ENB.PF.C
Série J – ENB.PR.U	Série 13 – ENB.PF.E
Série L – ENB.PF.U	Série 15 – ENB.PF.G
Série N – ENB.PR.N	Série 17 – ENB.PF.I
Série P – ENB.PR.P	Série 19 – ENB.PF.K
Série R – ENB.PR.T	

Renseignements de nature prospective

Ce rapport annuel contient des références à des informations prospectives. De par leur nature, ces informations impliquent certaines hypothèses et attentes concernant les résultats futurs, nous vous rappelons donc qu'elles sont soumises à des risques et à des incertitudes qui affectent nos activités. Les facteurs et les risques les plus importants qui pourraient affecter nos résultats futurs sont énumérés et discutés dans les sections « Informations prospectives » et « Facteurs de risque » de notre formulaire 10-K et du rapport de gestion, inclus dans ce rapport annuel et disponibles sur sedar.com et sec.gov.

Enbridge s'engage à réduire son impact sur l'environnement de toutes les manières, y compris la production de cette publication. Ce rapport a été entièrement imprimé sur du papier certifié FSC® contenant des fibres de déchets après consommation.

