



Enbridge — Transition vers l'avenir énergétique

Chez Enbridge, notre objectif est de fournir une énergie qui contribue à la qualité de vie.

Chacune de nos quatre activités de base transporte, stocke et produit de l'énergie. Qu'il s'agisse de pétrole brut, de gaz naturel ou d'énergie renouvelable, nous sommes la liaison entre l'offre et la demande d'énergie, fournissant une énergie sur laquelle des millions de familles, de petites entreprises, d'industries, et de collectivités en Amérique du Nord et à l'étranger comptent chaque jour.

Nous faisons cela en donnant la priorité à la sécurité et à la fiabilité, en travaillant en étroite collaboration avec les communautés et les groupes autochtones à proximité de nos sites d'exploitation, et en réduisant notre impact sur l'environnement, y compris notre ambition d'atteindre zéro émissions nettes de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2050.

Nous pensons à l'avenir de l'énergie, nous évaluons constamment les principes de base de l'offre et de la demande d'énergie, et nous planifions des décennies à l'avance. Enbridge a grandi et s'est développé en investissant dans de nouvelles infrastructures et technologies énergétiques pour répondre à l'évolution des besoins énergétiques mondiaux.

Nous continuerons d'être résilients, et d'effectuer la transition vers l'avenir énergétique, en fournissant de manière sûre et fiable une énergie abordable, durable et à faible taux d'émission.

Aujourd'hui, nous développons et modernisons nos réseaux pipeliniers et de distribution existants, nous faisons progresser des projets d'énergie renouvelable, nous investissons dans de

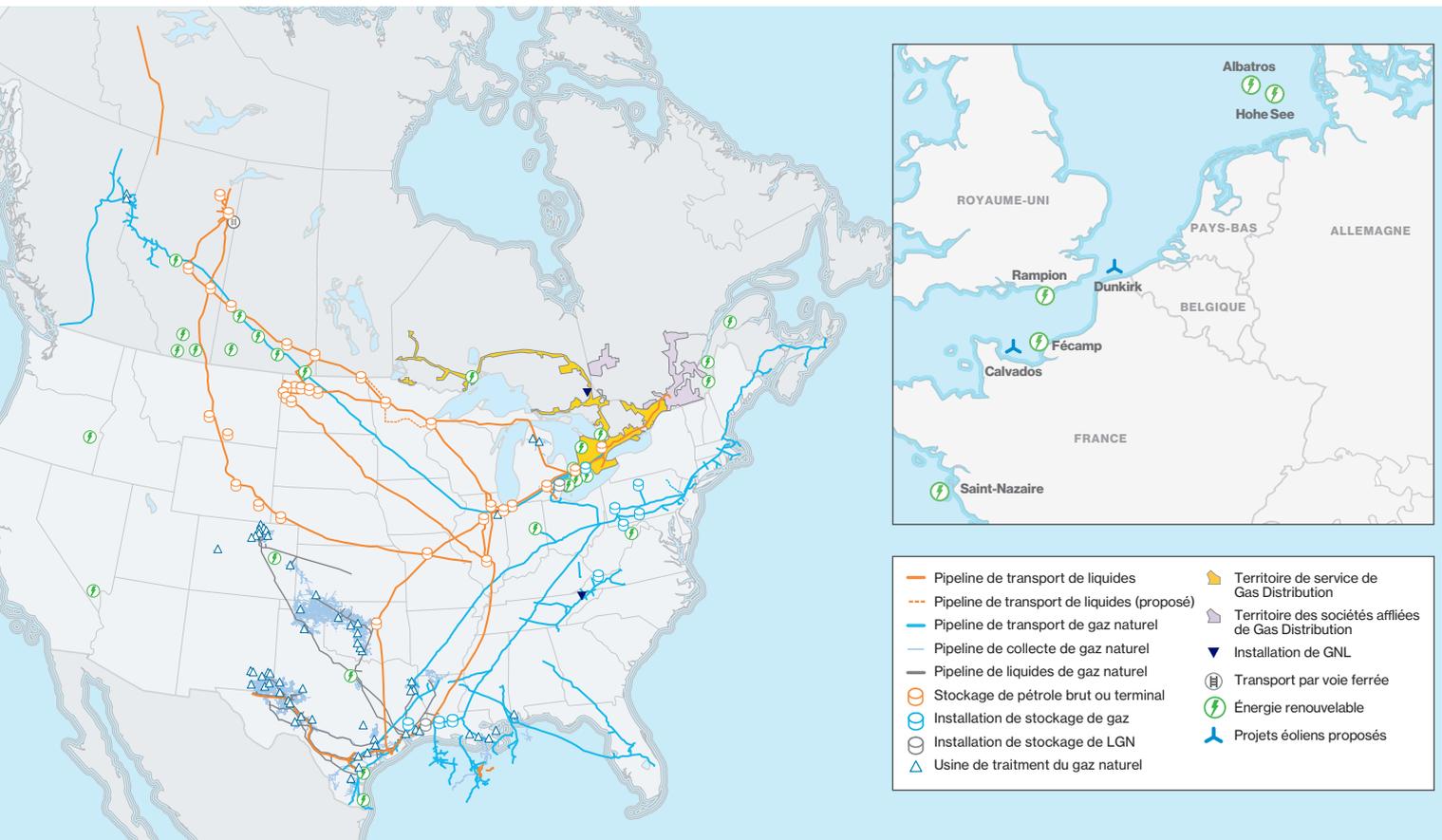
nouvelles infrastructures énergétiques à faibles émissions de carbone, et nous élaborons des projets stimulants pour les collectivités où nous vivons et travaillons.

Et nous continuons à bâtir une équipe avec des membres ayant des expériences et des formations diverses afin d'être en mesure de relever les défis et de stimuler l'innovation au sein de notre entreprise.

Nos activités de base

Nous jouons un rôle important dans la chaîne de valeur énergétique en reliant les gens à l'énergie dont ils ont besoin.

- **Liquids Pipelines (LP)** transporte trois millions de barils par jour (bpj) vers 25 entreprises 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 (GTM)** relie l'approvisionnement en gaz naturel aux principaux marchés résidentiels, industriels et commerciaux, totalisant environ 170 millions de personnes, ainsi qu'à des installations de production d'énergie électrique à travers le continent.
- **Gas Distribution and Storage (GDS)** dessert environ 15 millions de personnes en Ontario et au Québec, et distribue quelque 2,3 milliards de pieds cubes (Gpi3) de gaz naturel par jour.
- **Renewable Power Generation** détient des parts dans plus de 30 installations de production d'énergie renouvelable, représentant plus de 4 000 mégawatts (MW) de capacité de production d'électricité, et est de plus en plus présent dans le secteur éolien en mer en Europe.



Lettre aux actionnaires



Chers actionnaires,

L'année dernière a été exceptionnelle alors que nous vivions et travaillions pendant la pandémie de COVID-19. En tant que société, nous avons été confrontés à d'importantes perturbations sanitaires, économiques et sociales, y compris une prise de conscience mondiale face au racisme dans notre société. En tant qu'industrie, la contraction historique de l'activité économique et de la demande d'énergie a entraîné de l'incertitude et a précipité des changements. Tout au long de cette période sans précédent, nous avons été guidés par nos valeurs fondamentales et nous avons réagi en conséquence pour protéger notre personnel, soutenir nos collectivités et fournir en toute sécurité l'énergie sur laquelle des millions de personnes dépendent chaque jour.

Plus récemment, notre industrie a fait face à de nouvelles épreuves lorsque des températures glaciales ont sévi au Texas et dans les régions avoisinantes et ont détruit une grande partie du réseau électrique de l'État, privant des millions de personnes d'électricité. Ce terrible événement souligne une fois de plus à quel point l'énergie est vitale pour notre existence et pourquoi toutes les formes d'énergie sont nécessaires pour répondre à la demande et assurer la résilience de l'offre.

Malgré cet événement, et les nombreux défis de 2020, notre personnel et notre entreprise ont prouvé leur résilience. Notre solide performance en 2020 a démontré que notre modèle de gestion est conçu pour supporter une récession et pour générer des flux de trésorerie prévisibles et croissants. Nous avons déjà affronté des défis, mais à aucun moment au cours de nos 150 ans d'existence, nous n'avons été plus fiers d'Enbridge et de notre personnel.

Notre personnel

Les réalisations de la dernière année sont attribuables au dévouement et à la persévérance du personnel diversifié et talentueux d'Enbridge, et plus particulièrement de nos employés de première ligne qui ont continué à venir sur leur lieu de travail chaque jour pour soutenir nos abonnés et assurer la livraison d'énergie de manière sûre et fiable. Ce fut un grand exploit et au nom du conseil d'administration, de l'équipe de direction et des actionnaires, nous les remercions.

Nous avons agi rapidement l'année dernière pour mettre en œuvre de nouveaux protocoles de sécurité pour assurer la sécurité de notre personnel. Nous avons aidé ceux aux prises

avec le virus, et nous avons souligné l'importance de prendre soin de la santé mentale de chacun et d'offrir le soutien nécessaire. Nous avons contacté les collectivités et aidé les personnes dans le besoin, y compris de nombreux groupes autochtones au Canada et aux États-Unis.

Notre performance

Dès le début de la pandémie, nous avons pris des mesures immédiates pour renforcer la liquidité et mettre en œuvre des plans visant à atténuer les impacts sur nos activités. Nous avons réduit les coûts de 300 millions de dollars tout en évitant les licenciements grâce à une baisse des salaires dans toute l'entreprise (y compris une réduction de 15 % du salaire du PDG et de la rémunération du conseil d'administration), à un programme volontaire de réduction des effectifs, et à l'efficacité de la chaîne d'approvisionnement. Bien qu'Enbridge soit admissible aux subventions aux entreprises liées à la pandémie du gouvernement canadien, nous avons décidé de ne pas utiliser ces programmes.

Malgré les défis, toutes nos activités ont atteint de bons résultats et notre modèle de gestion résilient nous a aidé à persévérer tout au long de 2020. Les volumes de pétrole brut de notre réseau ont rapidement rebondi grâce au dynamisme des marchés que nous desservons. L'utilisation de nos réseaux gaziers est restée élevée et la capacité disponible dans nos gazoducs a été renouvelée. Notre service public a généré d'excellents résultats et nos activités d'énergie renouvelable ont connu une croissance significative concernant les flux de trésorerie grâce à la mise en service de nouveaux projets.

Nous avons fait d'importants progrès dans l'avancement de nos projets d'immobilisations, y compris, à la fin de l'année dernière, le début de la construction du projet de remplacement de la Canalisations 3 au Minnesota : la dernière étape de notre plus gros projet d'immobilisations jamais réalisé. Nous avons continué de générer de la croissance dans nos activités liées au gaz et aux énergies renouvelables par la mise en service des phases finales des projets Atlantic Bridge et Sabal Trail; par l'accomplissement de notre programme de modernisation du transport de gaz de 2020; par le raccordement de plus de 40 000 nouveaux abonnés au service de distribution de gaz; et par l'autorisation de deux autres projets d'énergie éolienne en mer en Europe (le projet Fécamp de 500 MW à la mi-2020 et le projet Calvados de 448 MW, à Courseulles-sur-Mer, au début de 2021).

Grâce à ces efforts, nous avons atteint nos objectifs financiers fixés avant la pandémie, nous avons achevé l'année avec une situation financière encore plus solide et nous avons augmenté notre dividende de 10 % jusqu'en 2020 et de 3 % en 2021, notre 26e augmentation annuelle consécutive.

Nous pensons que la diversité de nos activités et notre positionnement stratégique (l'envergure et la portée du réseau sur les marchés nationaux et internationaux, les droits de péage concurrentiels et la fiabilité du système) stimuleront l'exploitation et l'expansion de nos réseaux et généreront un rendement total très intéressant pour les investisseurs pour les années à venir.

Notre modèle de gestion produit des gains totaux supérieurs et à faible risque pour les actionnaires; nous sommes heureux d'avoir généré un rendement annuel total de 15 % (taux de croissance annuel composé) pour les actionnaires au cours des 25 dernières années.

Notre engagement à l'égard de la sécurité

La sécurité a toujours été et continuera d'être notre priorité absolue : notre objectif est d'éliminer totalement les incidents. De nombreux paramètres clés ont affiché une tendance favorable l'année dernière; cependant, la perte tragique de deux entrepreneurs, dans des incidents distincts sur leur lieu de travail, et une rupture de gazoduc au Kentucky, nous rappellent les risques inhérents à notre entreprise et l'importance de poursuivre la sensibilisation, la formation et le progrès en matière de sécurité. Nous ne sommes pas satisfaits de ces résultats, nous redoublons donc d'attention pour l'année à venir.

Nos perspectives pour l'entreprise

Comme la demande d'énergie augmente avec la croissance démographique mondiale et l'élévation du niveau de vie, la capacité des infrastructures suivra aussi une augmentation. Compte tenu des défis que représente la construction de nouvelles infrastructures de nos jours, nous pensons que la valeur de nos actifs en place aujourd'hui est appelée à augmenter car ces réseaux ne peuvent pas être reproduits.

Nos priorités stratégiques pour l'entreprise continuent de se concentrer sur l'amélioration de la valeur de nos actifs existants, sur l'exécution de notre programme de croissance garanti, sur l'investissement dans des possibilités organiques internes pour moderniser, étendre et développer notre réseau, et particulièrement sur l'augmentation de nos relations aux marchés d'exportation mondiaux.

Nous prévoyons de continuer à améliorer les performances, la sécurité et le rendement de notre infrastructure grâce à des gains d'efficacité et de productivité, à l'optimisation de notre débit, et à l'inflation des tarifs et des revenus intégrés. Nos laboratoires de technologie et d'innovation jouent un rôle important dans l'amélioration des affaires et le rendement du capital : ils réunissent nos employés commerciaux et aux opérations avec des experts en technologie pour trouver des moyens d'améliorer le rendement de l'entreprise et d'exploitation.

Un élément essentiel de notre approche des affaires est l'importance que nous accordons aux communautés, à la réconciliation avec les peuples autochtones et au dialogue respectueux, en optant pour ce que nous appelons une approche en matière d'engagement fondée sur le cycle de vie de ceux qui demeurent à proximité de nos actifs. Nous avons adopté cette approche pour la Canalisation 5 au Michigan, où nous travaillons pour rendre davantage sécuritaire un pipeline qui l'est déjà. Nous construisons une nouvelle canalisation de remplacement et un tunnel sous le détroit de Mackinac pour donner une plus grande assurance aux communautés. Nous nous concentrons sur la livraison d'énergie qui est essentielle aux habitants du Michigan et des régions avoisinantes.

Nous prévoyons que 10 milliards de dollars de projets d'immobilisations seront mis en service en 2021, et nous envisageons une grande année d'expansion. Cela comprend la croissance de nos activités gazières et l'achèvement de notre projet de remplacement de la Canalisation 3. Malgré l'augmentation des coûts de la Canalisation 3 en raison de la construction hivernale, de retards réglementaires et de nouvelles précautions liées à l'environnement et à la COVID, la construction progresse bien et le rendement attendu demeure très intéressant. La bonne exécution de ces projets devrait renforcer davantage notre situation financière, soutenir notre capacité à accroître notre dividende, et générer une croissance significative des flux de trésorerie.

À moyen terme, nous prévoyons que nos actifs existants et ces projets d'immobilisations généreront une capacité d'investissement annuelle de 5 à 6 milliards de dollars. Nous conserverons notre démarche disciplinée d'investissement dans notre entreprise et donnerons la priorité aux investissements dans des projets à faible intensité de capital et des projets de services publics réalisables. La capacité d'investissement restante sera distribuée dans les projets à plus grande valeur ajoutée, y compris diverses options telles que la croissance interne supplémentaire pour étendre et développer davantage notre réseau, ainsi que la réduction de la dette et les rachats d'actions.

Jusqu'en 2023, notre programme d'immobilisations garanti et la croissance intégrée aux activités nous donnent une grande visibilité sur la croissance moyenne de 5 à 7 % du flux de trésorerie distribuable par action. Au-delà de 2023, la force de nos possibilités de croissance interne et de notre capacité à améliorer davantage le rendement des actifs existants nous donnent l'assurance que nous pouvons continuer à développer l'entreprise de manière rentable à moyen terme.

Nous prévoyons également augmenter notre dividende chaque année, ce qui a toujours été et qui continuera d'être une partie importante de la proposition de valeur que nous offrons aux investisseurs.

Transition vers l'avenir énergétique

En tant qu'entreprise d'infrastructure à forte intensité de capital et dotée d'actifs à long terme, nous planifions des décennies à l'avance. Le succès d'Enbridge repose sur la compréhension des fondamentaux qui sous-tendent le marché de l'énergie et l'adaptation aux principales tendances du marché, tout en restant concentré sur les besoins de nos abonnés. Depuis que nous avons constitué Enbridge en société en 1949, nous sommes passés d'une seule canalisation de 1100 milles qui servait uniquement au transport du pétrole brut, à un réseau diversifié qui s'étend aujourd'hui sur huit provinces et territoires canadiens et sur 40 États américains, qui transporte du gaz naturel, des liquides et de l'énergie renouvelable, et qui est de plus en plus présent dans le secteur éolien en mer en Europe.

Nous nous concentrons également sur la poursuite d'une transition vers l'avenir énergétique en fournissant un accès à une énergie abordable, fiable, durable et à faibles émissions. Pour y arriver, nous réduisons les émissions de nos réseaux pipeliniers et de distribution existants, nous faisons progresser les projets d'énergie renouvelable et nous investissons dans de nouvelles infrastructures énergétiques à faibles émissions de carbone, y compris le gaz naturel renouvelable (GNR) et l'hydrogène.

Nous avons actuellement, en exploitation ou en construction, la capacité de produire plus de 1 900 MW d'énergie à zéro émissions nettes. Nous poursuivons nos investissements dans des projets d'énergie renouvelable à l'intérieur de notre portefeuille européen d'éoliennes en mer déjà existant.

Nous pensons que le GNR est un moyen rentable de décarboner des secteurs comme le transport lourd. Déjà aujourd'hui, nous nous investissons dans six projets de GNR en cours ou en construction. À titre d'exemple, la ville de Toronto utilise maintenant du GNR négatif en carbone pour alimenter les camions à ordures et nous travaillons avec plusieurs municipalités faire de même avec leurs autobus.

Enbridge a également été l'un des premiers investisseurs dans le secteur de l'hydrogène, en exploitant la première centrale de conversion d'électricité en gaz à l'échelle du Canada. Ce projet de stockage d'énergie d'hydrogène de 2,5 MW, et qui peut s'étendre jusqu'à 5 MW, permet d'équilibrer le réseau électrique provincial. Plus récemment, nous testons un projet de mélanger de l'hydrogène à certaines parties de notre réseau de distribution de gaz naturel. Au Québec, nous développons un écosystème d'énergie renouvelable à base d'hydrogène vert. Et, puisque nous transportons environ 20 % du gaz naturel consommé aux États-Unis, nous travaillons activement à déterminer la quantité d'hydrogène qui peut être mélangée dans notre réseau de transport de gaz naturel.

Au fur et à mesure que nous explorerons de nouvelles possibilités, nous garderons une approche proactive mais disciplinée. Nous continuerons de mettre en phase nos actifs avec les fondamentaux qui sous-tendent le marché de l'énergie à long terme, tout en investissant dans des projets qui créent des options à faible coût, qui complètent notre modèle de gestion à faible risque, et qui répondent aux besoins d'un monde en constante évolution.

Enbridge établira la transition vers l'avenir énergétique en fournissant une énergie sûre, fiable, abordable, durable et à faibles émissions.

Leadership en matière d'ESG

Nous avons toujours abordé nos activités en gardant à l'esprit la responsabilité et la durabilité. Cela comprend notre performance sur les questions environnementales, sociales et de gouvernance (ESG), et nous sommes fiers qu'Enbridge se classe au sommet de l'industrie énergétique nord-américaine et à égalité avec les acteurs mondiaux.

Une partie de notre démarche consiste à nous remettre constamment en question afin de toujours s'améliorer. En 2020, nous avons défini des objectifs et des stratégies ESG améliorés pour atteindre ces résultats. Nous avons fixé le but d'atteindre zéro émissions nettes de GES d'ici 2050, avec un objectif provisoire de réduire l'intensité de GES de nos activités de 35 % d'ici 2030. Nous nous appliquons à y parvenir en modernisant notre équipement et notre technologie, et en utilisant des énergies renouvelables, des sources de combustible à faibles émissions de carbone pour nos stations de pompage et de compression, et des crédits de carbone compensatoires générés par des solutions fondées sur la nature.

Nous avons également activé nos plans d'action en matière de diversité et d'inclusion pour atteindre nos nouveaux objectifs de 40 % de femmes et de 28 % de représentation raciale et ethnique dans nos effectifs d'ici 2025. Les événements de la dernière année ont rendu impératif notre objectif de bâtir une culture plus diversifiée et inclusive. Nous croyons que la diversité et l'inclusion mènent à de meilleures idées, à des solutions d'affaires hors pair et à de plus grandes possibilités de recrutement et de rétention de talents.

Cela s'étend à notre conseil d'administration où quatre de nos onze administrateurs sont des femmes, et chacune préside un comité du conseil. Pourtant, davantage peut être fait pour renforcer la diversité au sein du conseil et nous travaillerons pour atteindre les objectifs de diversité du conseil de 40 % de femmes et 20 % de groupes raciaux et ethniques d'ici 2025.¹

¹ Tous les pourcentages ou objectifs spécifiques en matière d'inclusion, de diversité, d'équité et d'accessibilité sont des objectifs ambitieux que nous avons l'intention d'atteindre d'une manière conforme aux lois fédérales, locales, provinciales et fédérales, y compris, sans s'y limiter, les règlements fédéraux des États-Unis et la Commission pour l'égalité des chances en matière d'emploi, le département du Travail et l'Office of Federal Contract Programs.

Nous avons fait de la diversité et de l'inclusion une priorité alors que nous travaillons à bâtir une organisation où les gens se sentent en sécurité et les bienvenus, et où ils ont la possibilité de s'épanouir en fonction du mérite. L'année dernière, nous avons ajouté l'inclusion à nos valeurs fondamentales de sécurité, d'intégrité et de respect.

Afin de stimuler nos résultats et de favoriser la responsabilisation, nous avons lié nos objectifs de réduction des émissions et nos objectifs de diversité et d'inclusion à la rémunération des cadres. Cela complétera les objectifs de sécurité, les objectifs opérationnels et les objectifs de cybersécurité déjà intégrés dans nos régimes de rémunération. En février 2021, nous avons été les premiers dans notre secteur à établir une facilité de crédit axée sur la durabilité écologique qui lie directement nos coûts d'emprunt aux progrès que nous réalisons par rapport à nos objectifs ESG, renforçant ainsi la responsabilité que nous avons envers nous-mêmes et envers nos parties prenantes.

Objectifs ESG

Zéro
émissions
nettes d'ici 2050



28 % 
de représentation raciale
et ethnique
dans notre main-d'oeuvre d'ici 2025

Amélioration continue vers
un objectif de
zéro
incident



Représentation au conseil
d'administration



40 % de femmes et de
20 % de groupes raciaux
et ethniques d'ici 2025

Alimenter la qualité de vie

Nous sommes convaincus qu'Enbridge est sur la bonne voie pour atteindre son objectif de fournir des combustibles qui assurent la qualité de vie en offrant une énergie fiable, abordable et de plus en plus durable. Nous sommes ravis des possibilités qui se présenteront à nous pour faire croître notre entreprise et créer de la valeur pour nos abonnés, notre personnel, nos collectivités et nos actionnaires.

En 2020, nous avons continué de collaborer activement avec nos actionnaires institutionnels et particuliers par le biais de nos entretiens trimestriels sur les résultats, de la Journée annuelle des investisseurs, de la participation à des conférences, et de nos actions directes de sensibilisation. Nous nous sommes assurés de rester transparents avec les investisseurs quant à la résilience de nos flux de trésorerie pendant la pandémie, y compris de les informer sur la façon dont nous faisons avancer nos priorités stratégiques et de leur faire connaître davantage nos nouveaux objectifs d'émissions, de diversité et d'inclusion.

Nous apprécions sincèrement le dialogue continu que nous avons eu avec beaucoup d'entre vous sur ces sujets tout au long de l'année à travers des conférences virtuelles, des discussions informelles et des rencontres individuelles. Nous avons hâte de vous rencontrer à nouveau cette année.

Nous aspirons à un succès continu en 2021 et nous y parviendrons à titre d'exploitant sûr des infrastructures énergétiques essentielles, de responsable de notre environnement, d'employeur de plus en plus diversifié et inclusif, et de partenaire dans toutes les collectivités où nous opérons.

Merci pour votre collaboration continue.



Al Monaco
Président-directeur général



Gregory L. Ebel
Président du conseil
d'administration

Calgary, Alberta
Le 2 mars 2021

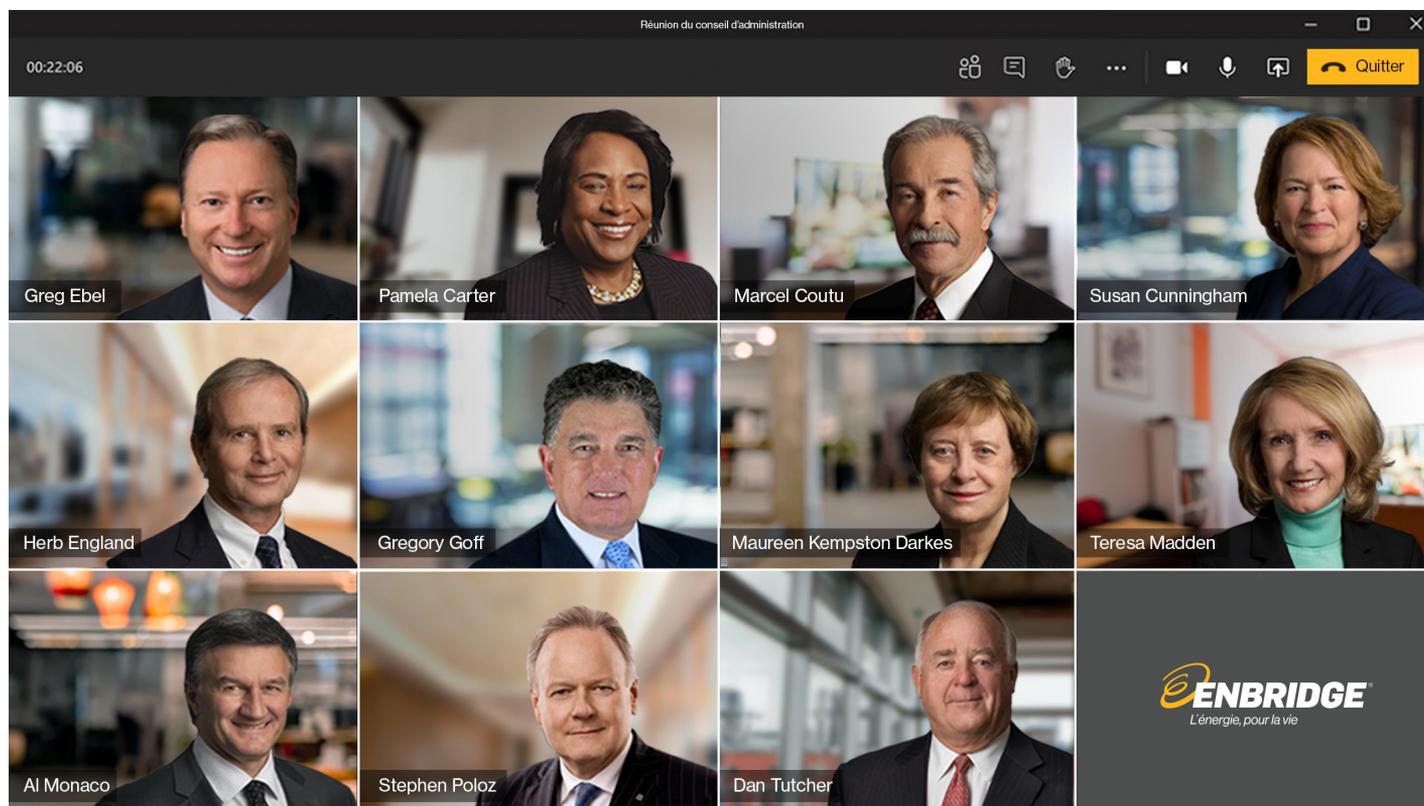
¹ Tous les pourcentages ou objectifs spécifiques en matière d'inclusion, de diversité, d'équité et d'accessibilité sont des objectifs ambitieux que nous avons l'intention d'atteindre d'une manière conforme aux lois fédérales, locales, provinciales et fédérales, y compris, sans s'y limiter, les règlements fédéraux des États-Unis et la Commission pour l'égalité des chances en matière d'emploi, le département du Travail et l'Office of Federal Contract Programs.

Conseil d'administration

Le conseil d'administration s'efforce de respecter les normes les plus élevées de gouvernance d'entreprise tout en supervisant l'exécution stratégique de l'entreprise.

En 2020, nous avons rehaussé la diversité de compétences et d'expérience du conseil avec deux nominations : Greg Goff, vétéran de l'industrie énergétique depuis 30 ans, et Stephen Poloz, ancien gouverneur de la Banque du Canada.

L'année a également apporté une grande tristesse avec le décès d'un membre de longue date du conseil, Charlie Fischer. Le leadership de Charlie au cours de ses 11 années de mandat au conseil a eu une influence durable. Il nous manque énormément et nous sommes extrêmement reconnaissants de ses nombreuses contributions à Enbridge et à notre industrie.



**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 2020
- 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 **98-0377957**
(État ou autre territoire de constitution ou d'organisation) (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)</u> <u>boursier(s)</u> | <u>Nom de chaque bourse où</u> <u>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

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit a déposé un rapport et une attestation sur l'évaluation par sa direction de l'efficacité de son contrôle interne à l'égard de l'information financière conformément au paragraphe 404(b) de la *Sarbanes-Oxley Act* (15 U.S.C. 7262(b)) par le cabinet d'experts-comptables agréés inscrit qui a établi ou délivré son rapport d'audit. Oui Non

Au 30 juin 2020, la valeur marchande globale des actions ordinaires de l'émetteur inscrit détenues par des sociétés non affiliées s'élevait à environ 59,2 G\$ US, selon le dernier prix de vente des actions à cette date.

Au 5 février 2021, l'émetteur inscrit avait 2 025 495 603 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 d'Amérique (« 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 pas tenue de le faire, Enbridge Inc. dépose 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 dans 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 | 43 |
| Rubrique 1B. Questions non réglées soumises par le personnel de la SEC | 58 |
| Rubrique 2. Immobilisations | 58 |
| Rubrique 3. Instances judiciaires | 58 |
| Rubrique 4. Informations sur la sécurité des mines | 58 |
| 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 | 59 |
| Rubrique 6. Principales données financières | 61 |
| Rubrique 7. Rapport de gestion | 62 |
| Rubrique 7A. Informations quantitatives et qualitatives sur le risque de marché | 104 |
| Rubrique 8. États financiers et données supplémentaires | 107 |
| 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

ACR

ASU

b/j

BAIIA

BSOC

CEO

Dawn

DCP Midstream

EDDV

EEM

EEP

EGD

EIE

Enbridge

Enbridge Gas

ENF

ESG

ETC

FERC

Flanagan Sud

GES

GNL

Gpi³/j

ICQF

Investissements RPC

kb/j

LGN

LRMA

MNPUC

MOLP

MW

Noverco

NYSE

OAAI

OMHS

opération de fusion

PCGR des États-Unis

PHMSA

pipeline Seaway

programme L3R

aux États-Unis

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.

avantages complémentaires de retraite

Accounting Standards Update (normes comptables révisées)

barils par jour

bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement

bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

Commission de l'énergie de l'Ontario

vaste ensemble de bassins de stockage de gaz souterrains à l'installation de Tecumseh et du carrefour Dawn

DCP Midstream, LLC

entité à détenteurs de droits variables

Enbridge Energy Management, L.L.C.

Enbridge Energy Partners, L.P.

Enbridge Gas Distribution Inc.

étude d'impact environnemental

Enbridge Inc.

Enbridge Gas Inc.

Enbridge Income Fund Holdings Inc.

critères environnementaux, sociaux et de gouvernance

entente de tarification concurrentielle

Federal Energy Regulatory Commission (commission fédérale de réglementation de l'énergie – États-Unis)

pipeline Flanagan Sud

gaz à effet de serre

gaz naturel liquéfié

milliard de pieds cubes par jour

Initiative de consultation relative aux questions foncières

Office d'investissement du Régime de pensions du Canada

milliers de barils par jour

liquides de gaz naturel

ligne de raccordement Montana-Alberta

Minnesota Public Utilities Commission (commission des services publics du Minnesota)

Midcoast Operating, L.P. et ses filiales

mégawatt

Noverco Inc.

Bourse de New York

options d'achat d'actions incitatives

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

regroupement d'Enbridge et de Spectra Energy par voie de fusion avec échange d'actions clôturé le 27 février 2017

principes comptables généralement reconnus des États-Unis

Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration

réseau de pipelines de pétrole brut Seaway

tronçon américain du programme de remplacement de la canalisation 3

| | |
|----------------|--|
| Régie | Régie de l'énergie du Canada créée en vertu de la <i>Loi sur la Régie canadienne de l'énergie</i> , qui a également abrogé la <i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i> le 28 août 2019. |
| Sabal Trail | Sabal Trail Transmission, LLC |
| SEP | Spectra Energy Partners, LP |
| Spectra Energy | Spectra Energy Corp |
| Texas Eastern | Texas Eastern Transmission, L.P. |
| TIOL | taux interbancaire offert à Londres |
| TSX | Bourse de Toronto |
| UAR | unités d'actions restreintes |
| Union Gas | Union Gas Limited |
| Vector | pipeline Vector L.P. |
| Westcoast | Westcoast Energy Inc. |

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 » ou des « \$ » 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; la pandémie de COVID-19 ainsi que sa durée et son incidence; l'intensité énergétique ainsi que les objectifs de réduction des émissions et les questions d'ESG connexes; les objectifs en matière de diversité et d'inclusion; l'offre et la demande prévues de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel (« LGN »), de gaz naturel liquéfié et d'énergie renouvelable de même que les prix s'y rattachant; la transition énergétique; l'utilisation prévue de nos actifs existants; le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA ») prévu; le bénéfice (la perte) prévu(e); les flux de trésorerie et les flux de trésorerie distribuables futurs prévus; la politique sur la majoration et le versement de dividendes; 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 ainsi que des activités de maintenance; les dates prévues de mise en service des projets annoncés et des projets en construction; les dépenses en immobilisations prévues; la capacité d'investissement les priorités d'attribution des capitaux; 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 coentreprises 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, de synergies et d'économies; les futures mesures que prendront les organismes de réglementation et les tribunaux; les dépôts et les discussions quant aux tarifs et dossiers tarifaires, y compris les contrats visant le réseau principal; la concurrence prévue; le programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis (« programme L3R aux États-Unis »), y compris les dates de mise en service et les coûts en capital prévus ainsi que les conduites jumelles de la canalisation 5 et les litiges et questions connexes.

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 : la pandémie de COVID-19 ainsi que sa durée et son incidence; l'offre et la demande prévues de pétrole brut, de gaz naturel, de LGN et d'énergie renouvelable; les prix du pétrole brut, du gaz naturel, des LGN et de l'énergie renouvelable; l'utilisation prévue des actifs; 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; les litiges; les dividendes futurs estimatifs et 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 programme de couverture; le BAIIA prévu; le

bénéfice (la perte) prévu(e); les flux de trésorerie futurs prévus et les flux de trésorerie distribuables prévus. 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, les taux d'intérêt et la pandémie de COVID-19 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, les tribunaux et les organismes de réglementation des calendriers de construction et de mise en service et des régimes de recouvrement des coûts et la pandémie de COVID-19 ainsi que sa durée et son incidence.

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 législation et de la réglementation; des litiges, y compris en ce qui a trait au pipeline Dakota Access et des conduites jumelles de la canalisation 5; des acquisitions, des cessions et des autres transactions et de la concrétisation des avantages prévus en découlant; 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 taux de change; des taux d'intérêt; des prix des marchandises; des décisions politiques; de l'offre et la demande et du prix des marchandises; et de la pandémie de COVID-19, 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 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 environ 75 % des résidents de l'Ontario par le truchement de 3,8 millions de compteurs raccordés à son réseau 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 des Nord-Américains, qui dépendent d'un approvisionnement fiable en énergie abordable. 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, les aspects environnementaux, sociaux et de gouvernance (« ESG »), 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 de la demande d'énergie et notre gestion rigoureuse de l'attribution des capitaux nous ont permis de nous distinguer comme chef de file du secteur, avec un portefeuille diversifié d'actifs à l'échelle du système énergétique à l'appui. Ces actifs ont systématiquement généré de robustes flux de trésorerie tout au long de nombreux cycles des marchandises et de l'économie, y compris durant la pandémie de COVID-19 et la perturbation de l'économie et des marchés de l'énergie qui en découlent. Nous avons obtenu des résultats supérieurs au milieu de la fourchette de nos objectifs financiers pour 2020. Compte tenu de son succès, cette démarche continuera d'appuyer nos décisions futures en matière d'investissement.

Outre la résilience, la croissance durable caractérise notre proposition de valeur pour les investisseurs. Nous entrevoyons un taux de croissance de 5 à 7 % jusqu'en 2023, compte tenu des rendements que notre entreprise de base peut générer et de la possibilité d'assurer la croissance de l'entreprise au moyen du déploiement discipliné de capitaux. Grâce à notre empreinte diversifiée, nous pouvons faire des investissements sélectifs non seulement dans nos entreprises de base, mais sur de nouvelles plateformes axées sur la transition énergétique en cours, notamment le captage, la séquestration et le stockage du carbone, l'hydrogène et le gaz naturel renouvelable (« GNR »). Nous avons adopté avec succès cette approche diversifiée et nous avons observé les possibilités offertes en période de transition tout au long de notre histoire, comme en témoigne le regain de nos entreprises de transport de gaz et services intermédiaires et de production d'énergie renouvelable au fil du temps.

Le leadership en matière d'ESG est un élément important de notre stratégie. Notre capacité d'exploiter nos actifs et de générer des flux de trésorerie à long terme repose sur notre engagement à réduire notre empreinte carbone, à établir des relations durables dans les collectivités où nous exerçons nos activités et à promouvoir l'égalité, l'intégralité et la transparence. Notre performance ESG nous place en tête du classement de notre secteur.

En 2020, nous avons fait des progrès dans la réalisation de plusieurs priorités stratégiques. En voici certains exemples :

- le secteur Oléoducs a obtenu le reste des permis dans le cadre du programme de remplacement de la canalisation 3 et les travaux de construction du dernier tronçon au Minnesota ont été amorcés pour rétablir sa capacité initiale de 760 000 barils par jour (« kb/j »);
- le secteur Transport de gaz et services intermédiaires a conclu trois règlements tarifaires qui feront un apport supplémentaire de 160 M\$ au BAIIA annuel et réalisé des travaux de modernisation visant à accroître la durée de vie utile du réseau;
- le secteur Distribution et stockage de gaz a acquis 43 000 nouveaux clients, achevé des projets d'investissement de croissance de 500 M\$ et a accompli des progrès quant aux investissements dans des infrastructures de GNR et d'hydrogène;
- notre entreprise de production d'énergie renouvelable a poursuivi son essor dans le secteur éolien extracôtier en Europe, comme en témoigne le début de la construction du projet de Saint-Nazaire de 480 MW et du projet Fécamp de 500 MW;
- nous sommes engagés à atteindre nos objectifs environnementaux, qui comprennent une réduction de 35 % des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») provenant de notre exploitation d'ici 2030 et l'élimination complète de ses émissions de GES d'ici 2050; nous avons aussi établi des objectifs de représentation accrue des divers groupes au sein de notre effectif d'ici 2025, y compris l'accélération des objectifs déjà fixés;
- nous avons vendu des actifs de 400 M\$, solidifié notre bilan et rehaussé notre souplesse financière; nous avons par ailleurs réduit nos coûts d'exploitation de 300 M\$ pour être plus rentables et ainsi plus concurrentiels.

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. Notre principale priorité demeure de promouvoir activement la sécurité des collectivités et de protéger l'environnement. Nous mettons l'accent sur l'accroissement de la valeur de nos actifs existants dans nos secteurs d'exploitation, soit les oléoducs, le transport de gaz et les services intermédiaires, la distribution et le stockage de gaz et la production d'énergie renouvelable tout en poursuivant la réalisation de notre programme d'investissement garanti.

Nous continuerons de tirer profit de nos infrastructures d'oléoducs et de gazoducs et des occasions d'exportation et de cibler la croissance de nos secteurs de desserte au sein de notre entreprise de distribution de gaz ainsi que les occasions à faibles émissions de carbone. 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.

Garantir 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.

Rehausser le rendement de nos entreprises de base

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 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.

Réaliser le programme d'investissement et assurer l'expansion de nos principales entreprises

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 16 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 interne 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. Nous maintiendrons notre rigueur et attribuerons les capitaux pour en tirer le meilleur parti, en accordant la priorité à la solidité du bilan, à l'investissement dans les projets de croissance à faible intensité de capital et aux projets de services publics réglementés ou projets semblables. Nous affecterons notre capacité d'investissement résiduelle aux occasions les plus susceptibles de rehausser la valeur, y compris la poursuite de la croissance interne et d'éventuels rachats d'actions.

Pour ce qui est de l'avenir, nous prévoyons une forte utilisation de notre réseau existant et des occasions de croissance future au sein de chacune de nos quatre principales 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 en expansion présente l'occasion d'étendre notre présence sur la côte américaine du golfe du Mexique;
- notre entreprise de gazoducs cherchera des possibilités d'expansion et de prolongements pour répondre à la nouvelle demande d'électricité des centrales alimentées au gaz, du secteur industriel et des usines de liquéfaction côtières;
- notre entreprise de services publics de distribution de gaz naturel poursuivra sa croissance grâce à l'ajout de clients, l'expansion des installations de stockage et autres installations en exploitation, la réduction des frais d'exploitation et l'intégration de l'hydrogène et du GNR dans ses sources d'approvisionnement de gaz;
- nos capacités grandissantes dans le secteur éolien extracôtier nous permettent de soutenir cette croissance, alors que nos stations de compression autoalimentées existantes présentent de vastes possibilités.

Maintenir notre vigueur et notre souplesse financières

Le maintien de notre vigueur financière est un aspect fondamental de notre stratégie. Nos stratégies financières sont conçues pour conserver 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 jusqu'en 2023, 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. Ce modèle de croissance autofinancée par capitaux propres nous permettra de saisir de nouvelles occasions de croissance. 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*.

Gérer rigoureusement l'attribution des capitaux

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 dans le contexte de notre modèle d'entreprise à faible risque axée sur les services publics.

Tous les projets sont évalués en fonction de leur potentiel pour faire progresser notre stratégie, limiter les risques et rehausser la souplesse financière. À court terme, nous mettons l'accent sur les projets à faible intensité capitalistique, la modernisation de nos réseaux et les investissements fondés sur la tarification des services publics. 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 ou le rachat d'actions.

Assurer une 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 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 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 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

Le développement durable est indissociable de notre capacité de livrer en toute sécurité et avec fiabilité l'énergie qui alimente la vie des gens. Notre performance à titre de protecteur de l'environnement, d'exploitant prudent d'infrastructures énergétiques essentielles, d'employeur inclusif favorisant la diversité et d'entreprise citoyenne responsable est inextricablement liée à notre capacité de concrétiser nos priorités stratégiques et de créer de la valeur à long terme pour toutes les parties prenantes.

Notre engagement envers des pratiques et une performance solides en matière d'ESG est depuis longtemps au cœur de notre façon de faire des affaires et nous sommes fiers d'être reconnus par nos pairs comme un chef de file. En 2020, nous avons établi des objectifs ambitieux, notamment :

- élimination complète des GES d'ici 2050, y compris un objectif intérimaire de réduction de 35 % des émissions de GES d'ici 2030;
- représentation accrue de divers groupes au sein de notre effectif d'ici 2025, y compris les objectifs de représentation de 40 % de femmes et de 28 % de groupes raciaux et ethniques, ainsi que de nouvelles initiatives visant à rehausser la diversité des fournisseurs;
- accroissement de la diversité au sein de notre conseil d'administration, avec des objectifs d'une représentation de 40 % de femmes et de 20 % de groupes raciaux et ethniques d'ici 2025;
- objectifs annuels de sécurité et de fiabilité qui favorisent une amélioration continue en vue de notre cible de zéro en matière d'incidents, de blessures et d'accidents de travail et mise en application de robustes programmes de cybersécurité.

Ces objectifs représentent la prochaine étape de notre démarche visant à nous positionner de façon à assurer la croissance durable de la société pendant nombre de décennies à venir. À compter de 2021, nous allons mesurer la performance en matière d'ESG pour déterminer la rémunération incitative. L'atteinte de nos objectifs nous mettra dans une meilleure position pour réussir notre transition vers un avenir sobre en carbone, mieux diversifié et plus inclusif.

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 faisant appel à 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 le développement durable, qui est disponible à l'adresse <https://www.enbridge.com/sustainability-reports>. **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.

OLÉODUCS

Le secteur Oléoducs comprend les pipelines et les terminaux 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 Federal Energy Regulatory Commission (« 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 l'Office national de l'énergie (désormais la Régie de l'énergie du Canada (la « Régie »)). 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 sur le réseau principal. 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 en vigueur est d'une durée de 10 ans et demeure en vigueur jusqu'au 30 juin 2021, 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.

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. Dans la mesure où les droits de transport sur le réseau de

Lakehead représentent un sous-recouvrement important du coût du service du réseau de Lakehead, une demande peut être présentée à la FERC pour solliciter l'approbation d'une hausse des droits pour harmoniser les recouvrements avec les coûts.

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 d'ici le 30 juin 2021, l'ETC prévoit que les droits demeurent en vigueur de façon provisoire.

Pour un complément d'information, consulter la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Faits nouveaux – Contrats visant 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 actuellement un accès à la production des sables bitumineux provenant de 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 kb/j jusqu'à Edmonton et 1 370 kb/j jusqu'à Hardisty; Norlite assure une capacité d'environ 218 kb/j de diluants à destination de la région de Fort McMurray. Nous détenons une participation de 50 % dans le pipeline Woodland et une participation de 70 % dans Norlite. Le réseau régional des sables bitumineux est appuyé par des engagements à long terme avec de multiples producteurs de sables bitumineux qui assurent la stabilité des flux de trésorerie et 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.

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. La capacité globale du pipeline Seaway est d'environ 950 kb/j. 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.

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. La capacité de Flanagan Sud se situe à environ 600 kb/j.

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. La capacité de ce pipeline est d'environ 193 kb/j.

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 kb/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 a eu lieu au deuxième trimestre de 2020.

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 à 570 milliers de 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.

Le pipeline Southern Lights est un pipeline à flux unique d'un diamètre de 16, 18 ou 20 pouces et d'une capacité de 180 kb/j. Il sert 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. Le tronçon canadien du pipeline Southern Lights et son tronçon américain 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 ont été attribués à des expéditeurs qui transportent des volumes non visés par des engagements.

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, d'une capacité de 310 kb/j, 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, d'une capacité de 145 à 164 kb/j, 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 pipelinrière qu'ils utilisent au cours d'un mois donné.

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 kb/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.

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. Nous détenons une participation effective de 65 % dans le pipeline SAX, d'une capacité de 300 kb/j, dont la presque totalité de la 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 milliers de barils situés à Patoka, en Illinois. Le réseau pipelinier Toledo, d'une capacité de 101 kb/j, rejoint le réseau de Lakehead et dessert l'Ohio et le Michigan. Le réseau NW, d'une capacité de 45 kb/j, 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 prolongements de pipelines envisagés qui donnent accès aux marchés que desservent actuellement nos oléoducs ainsi que des projets 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.

La pandémie de COVID-19 a eu de lourdes conséquences pour le marché du pétrole brut en 2020. Au niveau international, les prix ont fléchi alors que les confinements ont fait baisser la consommation d'énergie, réduit l'utilisation des raffineries et suscité une surabondance de l'offre. L'Organisation des pays exportateurs de pétrole (« OPEP ») ainsi que des producteurs à l'échelle du globe ont réduit la production de pétrole brut pour stabiliser les prix et les stocks à l'échelle internationale. La production du BSOC s'est substantiellement rétablie au deuxième semestre, car la demande des raffineries a augmenté et le programme de réduction obligatoire de la production de l'Alberta a pris fin.

Le débit de notre réseau principal, mesuré à la frontière canado-américaine à Gretna, au Manitoba, était de 2,44 millions de b/j au deuxième trimestre de 2020, soit une baisse de 400 kb/j par rapport au trimestre précédent. Le débit s'est relevé pour passer à 2,55 millions de b/j au troisième trimestre, puis à 2,65 millions de b/j au quatrième trimestre sous l'impulsion d'une meilleure utilisation des raffineries aux États-Unis et au Canada. Le réseau principal a aussi repris la répartition au quatrième trimestre puisque les volumes de pétrole brut lourd engagés ont dépassé la capacité sur certains tronçons du réseau. La faiblesse de l'offre de pétrole brut de l'Amérique latine et du Moyen-Orient fait augmenter la demande de pétrole brut canadien sur la côte américaine du golfe du Mexique même si l'utilisation des raffineries est demeurée inférieure aux niveaux d'avant la pandémie.

La pandémie de COVID-19 continue d'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 de nos pipelines. Ces ententes 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.

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 de pétrole brut devrait continuer de croître jusqu'en 2035 pour répondre à cette hausse de la demande mondiale. Ces approvisionnements proviendront principalement des pays de l'OPEP et de l'Amérique du Nord. La croissance de l'approvisionnement provenant de l'OPEP est attribuable en partie à la reprise de la production en Irak et en Libye. Par ailleurs, l'Arabie saoudite a la capacité de hausser la production au besoin. Le rythme de croissance en Amérique du Nord sera tributaire d'un certain nombre d'éléments, notamment les cours du brut, les décisions de l'OPEP pouvant en découler sur le plan de la production, le resserrement de la réglementation environnementale, la capacité suffisante de transport pipelinier et l'allongement du processus d'approbation des nouveaux pipelines ayant accès à la côte américaine du golfe du Mexique et aux marchés côtiers. Les prévisions récentes indiquent toujours une croissance de l'approvisionnement à long terme provenant du BSOC. Cependant, le rythme de croissance projeté est plus faible que ce qui était prévu initialement en raison des facteurs en pleine évolution susmentionnés.

À court terme, 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 pipelinrière soit suffisante pour l'intégrer. Nous estimons cependant qu'il importera de mettre au point une capacité supplémentaire à la sortie du BSOC puisque nous croyons que les pipelines demeureront le moyen de transport le plus fiable, le plus sécuritaire et le plus rentable à long terme.

Nous contribuons à atténuer les écarts de prix défavorables pour les producteurs et la hausse des coûts d'approvisionnement pour les raffineurs grâce à 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 Transmission, L.P. (« Texas Eastern »), Algonquin Gas Transmission, LLC (« Algonquin »), Maritimes & Northeast (« M&N ») (US et Canada), East Tennessee Natural Gas, LLC (« East Tennessee »), Gulfstream Natural Gas System, L.L.C. (« Gulfstream »), Sabal Trail Transmission (« Sabal Trail »), NEXUS Gas Transmission Pipeline (« NEXUS »), Valley Crossing Pipeline, LLC (« 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 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 14 183 kilomètres (8 813 milles) de canalisations et des stations de compression connexes et a une capacité de pointe de 13,06 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi³/j ») de gaz naturel. 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 les États du New Jersey, de New York, du Connecticut, du Rhode Island et du Massachusetts, où il se raccorde au réseau M&N US. Il consiste en près de 1 820 kilomètres (1 131 milles) de canalisations et en stations de compression connexes et a une capacité de pointe de 3,09 Gpi³/j de gaz naturel. Nous détenons une participation de 92 % dans le réseau de transport de gaz naturel Algonquin.

M&N US possède une capacité de pointe de 0,83 Gpi³/j de gaz naturel sur un réseau principal de transport du gaz naturel inter-États qui comprend environ 552 kilomètres (343 milles) de canalisations et les stations de compression connexes. Il s'étend du nord-est de l'État du Massachusetts jusqu'à la frontière canado-américaine près de Baileyville, dans l'État du Maine. M&N Canada possède une capacité de pointe de 0,55 Gpi³/j sur 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. Nous détenons une participation de 78 % dans M&N US et M&N Canada.

Le réseau de transport de gaz naturel East Tennessee a une capacité de pointe de 1,86 Gpi³/j de gaz naturel. Il croise le réseau Texas Eastern à deux endroits au Tennessee. Il est composé de deux canalisations principales d'une longueur totale de quelque 2 456 kilomètres (1 526 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 gaz naturel liquéfié (« 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. Gulfstream a une capacité de pointe de 1,31 Gpi³/j de 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 832 kilomètres (517 milles), fournit un service de transport garanti de gaz naturel. 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 1,0 Gpi³/j de capacité 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 414 kilomètres (257 milles) et les stations de compression connexes. NEXUS, avec une capacité de pointe de 1,4 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 285 kilomètres (177 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 la capacité nominale est de 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. 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. Le réseau SESH, dans lequel nous détenons une participation de 50 %, a une capacité de pointe de 1,1 Gpi³/j de gaz naturel.

Vector est un pipeline d'une longueur d'environ 560 kilomètres (348 milles) qui s'étend de Joliet, en Illinois, dans la région de Chicago jusqu'en Ontario. Vector peut transporter 1,745 Gpi³/j de gaz naturel, dont 455 millions de pieds cubes par jour (« Mpi³/j ») sont visés par des contrats de location conclus avec NEXUS. 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, 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 interruptible 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 de transport interruptible 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

L'unité d'exploitation Transport de gaz au Canada englobe le gazoduc BC Pipeline de Westcoast Energy Inc. (« Westcoast »), le pipeline Alliance ainsi que certains autres pipelines de collecte de gaz de moindre envergure du secteur intermédiaire.

Le gazoduc BC Pipeline a une capacité de pointe de 2,9 Gpi³/j de gaz naturel sur quelque 2 900 kilomètres (1 800 milles) de conduites en Colombie-Britannique et en Alberta, ainsi que les stations de compression connexes sur la canalisation principale. Il fournit des services de transport de gaz naturel en fonction du coût du service.

Le pipeline Alliance se compose d'environ 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. Le réseau a une capacité de pointe de 1,8 Gpi³/j de gaz naturel. 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 interruptible aux termes desquelles les clients versent des droits de réservation fixes mensuels peu importe les 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 interruptible qui permettent aux clients de souscrire la capacité requise, si elle est disponible au moment de la demande. Les droits versés pour ces services sont fonction des 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 reliées au pipeline Alliance, qui permettent la livraison de gaz naturel riche en liquides qui sera traité 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. Aux Sables Canada est également propriétaire d'une installation, à Fort Saskatchewan en Alberta, qui traite les dégagements gazeux des raffineries et installations de valorisation.

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 39 usines ainsi que des gazoducs et des pipelines de liquides de gaz naturel d'une longueur d'environ 92 135 kilomètres (57 250 milles); ses installations sont réparties dans les grandes régions productrices dans neuf États.

AUTRES

Les autres activités comprennent essentiellement nos actifs extracôtiers. Enbridge Offshore Pipelines compte 11 pipelines de collecte et de transport de gaz naturel réglementés par la FERC et quatre oléoducs. 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, l'énergie nucléaire 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/interprovinciaux et intra-États/intraprovinciaux (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 cumulée de gaz naturel de ces régions est supérieure à 43,0 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 bidirectionnels vers les marchés du nord-est, du sud-est, du Midwest et de la côte américaine du golfe du Mexique ainsi que vers les marchés de GNL.

Le marché du nord-est, où l'offre demeure essentiellement limitée, poursuit sa croissance en mode soutenu jusqu'en 2040. Notre réseau de transport de gaz aux États-Unis permet un débit bidirectionnel, ce qui nous permet d'acheminer efficacement des approvisionnements à nos clients régionaux. 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.

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 2,3 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 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 sur ces marchés devrait augmenter de plus de 23,0 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 croissance soutenue des exportations par pipeline et des exportations de GNL. Les États-Unis avaient exporté plus de 9 Gpi³/j de gaz naturel, principalement de la région de la côte américaine du golfe du Mexique, vers les marchés de GNL à la fin de 2020.

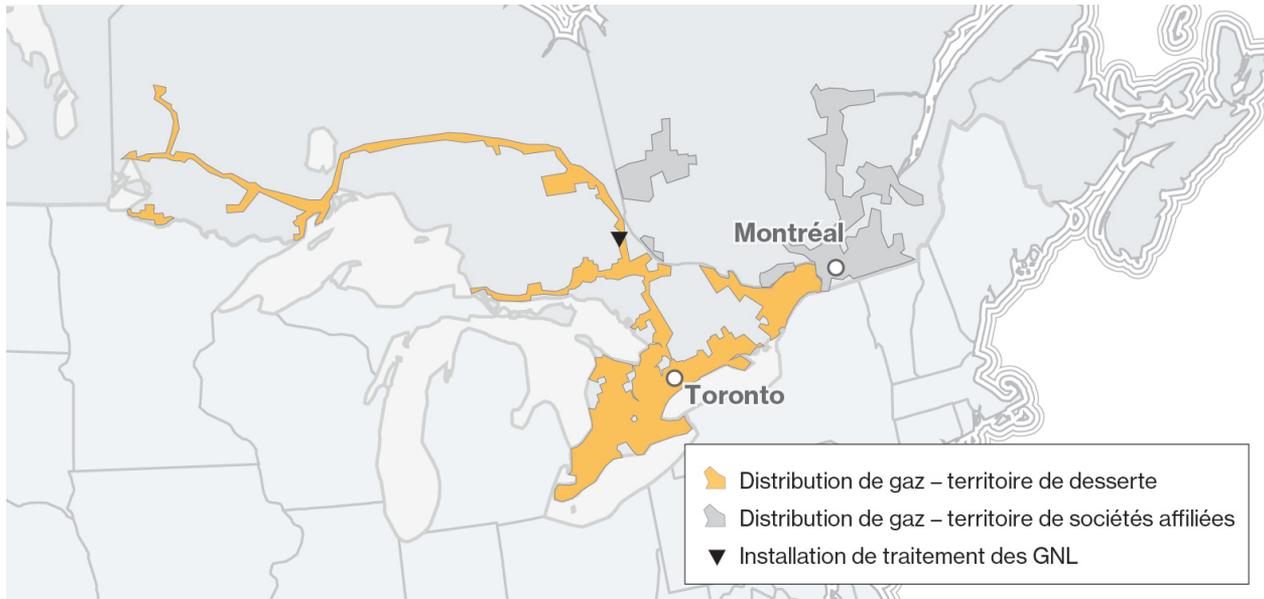
On observe une solide croissance de l'offre et de la demande aux États-Unis, mais l'absence de capacité adéquate a exercé une pression à la baisse sur le prix du gaz naturel à l'échelle locale. Au cours des dernières années, l'écart de prix pour les approvisionnements du bassin de la région des Appalaches a été de l'ordre de 1,00 \$ à 2,00 \$ le million d'unités thermales britanniques 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. Tout au long de 2020, les approvisionnements de gaz moyens provenant de la région sont demeurés supérieurs aux niveaux de l'exercice précédent.

À l'instar des autres carrefours d'approvisionnement, l'Ouest canadien représente une source d'approvisionnement peu coûteux cherchant à avoir accès aux marchés de choix en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale. Nos réseaux dans la région du nord-ouest des États-Unis sur la côte du Pacifique, qui sont fortement utilisés, fournissent l'un des quelques liens essentiels avec les centres de demande.

Selon l'Agence internationale de l'énergie, la demande énergétique mondiale devrait augmenter d'environ 23 % 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 30 % 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

Enbridge Gas est un distributeur de gaz naturel à tarifs réglementés proposant des services de stockage et de transport depuis 172 ans. Enbridge Gas dessert près de 75 % des résidents de l'Ontario par le truchement d'environ 3,8 millions de clients résidentiels, commerciaux et industriels raccordés à son réseau.

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 principalement pour répondre à la demande saisonnière ou en période de pointe. La Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») approuve les tarifs pour les services contractuels et les services généraux. Le réseau de distribution comprend des pipelines qui s'étendent sur environ 146 000 kilomètres (90 720 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 à des points en amont du réseau de distribution ou directement au réseau de distribution d'Enbridge Gas. Ils peuvent aussi 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 et NEXUS, 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 2020, Enbridge Gas a livré 1 793 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 13,5 ans et le contrat le plus long ayant encore 22 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 276 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 180 Gpi³ 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 21 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 2020, 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 16 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 le 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 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 CEO 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 quotidienne se poursuivra. Compte tenu de la croissance démographique soutenue, nous prévoyons que la demande d'accès au gaz naturel en Ontario continuera d'augmenter. Une 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, même en tenant compte des taxes sur le carbone accrues. Cet intérêt se manifestera tout particulièrement les 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.

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 non classique, notamment en Alberta et en Colombie-Britannique et dans les bassins d'approvisionnement 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 RENOUEVABLE

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, nous détenons 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 construction et en cours d'aménagement actif 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 1 977 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;
- 211 MW seront générés par les projets éoliens extracôtiers de Saint-Nazaire et de Fécamp, tous deux actuellement en construction;
- 80 MW sont générés par les installations solaires en exploitation en Amérique du Nord, et d'autres projets prévoyant une capacité supplémentaire de 13 MW sont en construction.

La plus grande partie de l'énergie produite dans ces installations est vendue aux termes de conventions d'achat d'électricité (« CAE ») à long terme.

Le secteur Production d'énergie renouvelable comprend aussi la ligne de raccordement Est-Ouest, une ligne de transport d'électricité de 450 MW dans le nord-ouest de l'Ontario, qui est actuellement en construction et devrait entrer en exploitation commerciale au premier semestre de 2022. En mai 2020, nous avons vendu 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. Consulter la note 8, *Cessions*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires* de la partie II.

COENTREPRISES / SATELLITES

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 éolien 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 25,5 % dans le projet éolien extracôtier de Saint-Nazaire, situé en France, actuellement en construction;
- une participation de 17,9 % dans le projet éolien extracôtier de Fécamp, en construction en France.

Les pourcentages de participation dans les projets éoliens extracôtiers de Saint-Nazaire et de Fécamp tiennent compte de la vente d'une participation de 49 % d'une entité détenant notre participation de 50 % dans Éolien Maritime France SAS (« EMF ») à l'Office d'investissement du Régime de pensions du Canada (« Investissements RPC »), dont la clôture est prévue pour le premier semestre de 2021.

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 CAE 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 et en Europe devrait connaître une croissance importante au cours des 20 prochaines années en raison du remplacement des sources plus anciennes de production d'électricité à partir de combustibles fossiles à l'appui des objectifs de réduction des émissions de carbone annoncés par les gouvernements. Toute autre mesure gouvernementale en vue de réduire les émissions ou d'accroître l'électrification accélérera la croissance de la demande d'électricité et d'électrification dans tous les secteurs.

La croissance économique à plus long terme en Amérique du Nord ainsi que l'électrification et la décarbonisation continues des secteurs résidentiel, industriel et des transports devraient stimuler la demande d'électricité. Cependant, les gains d'efficacité constants devraient rendre l'activité économique moins énergivore et, par le fait même, freiner la progression de la demande.

Côté offre en Amérique du Nord, les mesures législatives accélèrent la fermeture des centrales au charbon vieillissantes et les prévisions laissent entrevoir une baisse de la production des centrales nucléaires. Par conséquent, il faudra en Amérique du Nord mettre en place une importante nouvelle capacité de production et prolonger la durée des projets ou des CAE pour les technologies privilégiées. Les centrales au gaz et les énergies renouvelables, y compris l'énergie solaire et éolienne (cette dernière représentant la majeure partie de nos actifs d'énergie renouvelable), sont généralement privilégiées pour remplacer les centrales au charbon, grâce à la faible intensité de leurs émissions de carbone.

La baisse du coût en capital et des frais d'exploitation ainsi que l'augmentation soutenue du taux de rendement des centrales éoliennes et solaires devraient maintenir la tendance qui rend les énergies renouvelables plus concurrentielles et appuyer des investissements à long terme, sans égard aux incitatifs gouvernementaux. La production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en Amérique du Nord devrait doubler au cours des 20 prochaines années. Outre la construction de nouvelles centrales éoliennes et solaires, les projets de rééquipement de centrales pour en rehausser 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 excellentes. La demande d'électricité devrait progresser graduellement au cours des deux prochaines décennies compte tenu de l'électrification des transports et des bâtiments. Les gains d'efficacité énergétique freineront, mais n'élimineront pas, la croissance de la demande. L'énergie renouvelable jouera un rôle déterminant pour permettre à la Grande-Bretagne et à l'Union européenne d'atteindre leurs objectifs ambitieux de réduction des émissions de carbone et de production d'énergie renouvelable, plus particulièrement l'énergie éolienne, tant terrestre qu'extracôtière.

Quant à l'offre, l'Agence internationale de l'énergie prévoit que, d'ici 2040, l'utilisation du charbon chutera de plus de 90 %, alors que le recours à l'énergie nucléaire baissera du tiers. Elle prévoit aussi que pendant la même période, la production d'électricité à partir d'énergie renouvelable augmentera de plus du double, y compris la capacité éolienne installée (terrestre et extracôtière) qui va plus que doubler et l'énergie solaire photovoltaïque qui va plus que tripler. Par l'intermédiaire de nos coentreprises européennes, nous continuons d'investir dans des 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 proposent des services de commercialisation de marchandises et des services de logistique 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 pipelinaires.

ÉLIMINATIONS ET DIVERS

L'unité Éliminations et divers comprend les charges d'exploitation et d'administration qui ne sont pas attribuables à un secteur d'exploitation donné et rend compte de l'incidence du dénouement de couvertures du change. 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 »), organisme faisant partie 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 leur fonctionnement dans les limites admissibles de pression.

La PHMSA a révisé les règlements en vigueur et promulgué de nouveaux règlements définissant des normes de sécurité conçues pour améliorer les processus de gestion de l'intégrité et d'en étendre la portée. 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.

Dans le secteur Oléoducs, une approche de la gestion de l'intégrité fondée sur les objectifs de fiabilité et les évaluations de sécurité est un élément clé de la sécurité et de la fiabilité. Les inspections en conduite approfondies, que nous réalisons depuis longtemps, nous ont permis d'acquérir une connaissance détaillée des actifs du réseau d'oléoducs. Chaque tronçon de chaque pipeline est évalué et entretenu de manière proactive, de sorte que la probabilité d'une fuite est suffisamment faible et que les objectifs rigoureux de fiabilité sont atteints. De plus, le programme de gestion de l'intégrité comporte une étape indépendante permettant de vérifier les résultats de nos évaluations de l'intégrité et ainsi valider l'efficacité du programme et d'assurer que le risque d'exploitation demeure aussi bas que possible tout au long de l'inspection de l'état du réseau et du cycle d'évaluation. Au fil de l'amélioration des techniques d'inspection, des matériaux et des méthodes de construction des pipelines et de la collecte de nouvelles données quant aux menaces et à l'état des pipelines, nos méthodes de maintien de la capacité du réseau évoluent, et nous mettons fortement l'accent sur l'amélioration continue de chaque aspect de la gestion de l'intégrité.

Réglementation environnementale

Nous sommes aussi assujettis à nombre de lois et règlements environnementaux fédéraux, étatiques et provinciaux 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 par rapport aux niveaux historiques.

Aux États-Unis, les mesures découlant des changements climatiques sont en évolution au niveau du gouvernement fédéral, des États et des régions. 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. La nouvelle administration américaine a par ailleurs annoncé que les politiques conçues pour lutter contre les changements climatiques et réduire les émissions de GES seront une

priorité législative et réglementaire clé; des limites d'émissions plus strictes et des mesures visant à réduire les émissions atmosphériques sont donc possibles. 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.

Pour sa part, le Canada a 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 n'ont en place aucun régime de tarification du carbone conforme au niveau repère fédéral. Le 19 novembre 2020, le ministre fédéral de l'Environnement et du Changement climatique a présenté le projet de loi C-12, la *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité*, qui exige que soient établies des cibles nationales de réduction des émissions de GES au Canada afin d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050. En décembre 2020, le gouvernement du Canada a annoncé son intention d'augmenter la tarification fédérale du carbone de 15 \$ par année, pour atteindre 170 \$ la tonne d'équivalent de dioxyde de carbone en 2030.

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 tant pour les nouveaux projets que pour les projets en cours, dont dépendent nos activités actuelles et futures. Notre 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 aux permis et à la structure tarifaire applicables 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.

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.

Texas Eastern a conclu un accord avec ses expéditeurs et déposé un sommaire de stipulation et d'entente auprès de la FERC le 28 octobre 2019. Le 25 février 2020, la FERC a approuvé le règlement non contesté du dossier tarifaire de Texas Eastern à l'issue d'un accord avec les clients. Au premier trimestre de 2020, Texas Eastern a commencé à comptabiliser dans ses résultats d'exploitation les tarifs visés par le règlement de façon rétroactive au 1^{er} juin 2019 et a mis en vigueur ces tarifs le 1^{er} avril 2020. Le 2 juillet 2020, Algonquin a obtenu de la FERC l'approbation du règlement non contesté de son dossier tarifaire à l'issue d'un accord avec les clients. Au troisième trimestre de 2020, Algonquin a constaté dans ses résultats d'exploitation les tarifs visés par le règlement de façon rétroactive au 1^{er} juin 2020 et a mis en vigueur ces tarifs le 1^{er} septembre 2020. Au deuxième trimestre de 2020, un dossier tarifaire a été déposé pour East Tennessee et les discussions sur le règlement avec les clients ont été entamées au quatrième trimestre de 2020. Le pipeline Maritimes & Northwest a déposé un dossier tarifaire pour son tronçon aux États-Unis au deuxième trimestre de 2020 et un accord de principe a été conclu avec les expéditeurs en décembre 2020. Une stipulation et entente sera déposée en février 2021 et nous attendrons l'approbation de la FERC. Au deuxième trimestre de 2020, Alliance Pipeline a déposé un dossier tarifaire pour son tronçon aux États-Unis et un accord de principe a été conclu avec les expéditeurs en janvier 2021. Une stipulation et entente sera déposée en février 2021 et nous attendrons l'approbation de la FERC. Au deuxième trimestre de 2020, Alliance Pipeline a déposé un dossier tarifaire pour son tronçon aux États-Unis et un accord de principe a été conclu avec les expéditeurs en janvier 2021. Une stipulation et entente sera déposée en mars 2021 et nous attendrons l'approbation de la FERC. En juillet 2020, la Régie a approuvé l'entente de règlement tarifaire de 2020-2021 avec les expéditeurs de BC Pipeline de Westcoast. À la suite de l'approbation de l'entente de règlement, Westcoast a présenté une requête à la Régie pour que les tarifs provisoires deviennent définitifs, y compris les tarifs provisoires pour la période du 1^{er} janvier 2020 au 31 mars 2020 ainsi que les tarifs provisoires révisés entrant en vigueur le 1^{er} avril 2020, et cette requête a été approuvée le 12 août 2020.

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 CEO. 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. De plus, ces actifs sont assujettis aux règlements sur les émissions de GES, y compris les politiques sur la gestion des émissions de GES et la tarification du carbone. On observe à l'échelle du Canada l'élaboration de diverses initiatives nouvelles et en évolution aux échelons fédéral et provincial visant à réduire les émissions de GES. Le gouvernement du Canada a achevé un plan fédéral de tarification du carbone dans les provinces et territoires canadiens.

DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

Réglementation opérationnelle

Nos services publics de distribution et de stockage de gaz sont réglementés entre autres par la CEO et la Régie de l'énergie du Québec. 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.

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 CEO.

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 réglementaire s'est maintenu en 2020 compte tenu des décisions et ordonnances de la CEO approuvant la phase 2 de la demande d'Enbridge Gas visant les tarifs pour 2020 et la phase 1 de la demande d'Enbridge Gas visant les tarifs pour 2021. La décision et l'ordonnance pour la phase 2 approuvaient le recouvrement sollicité des investissements de capitaux supplémentaires distincts pour 2020 au moyen du module de capitaux supplémentaires, alors que la décision et l'ordonnance pour la phase 1 approuvaient le tarif de base indexé pour 2021 conformément au mécanisme de plafonnement des tarifs.

Enbridge Gas a continué de rechercher des occasions d'appuyer un avenir à faible empreinte carbone en Ontario. En 2020, la CEO a approuvé la demande d'Enbridge Gas de mettre en œuvre un programme pilote volontaire de GNR. Ce programme permettra aux clients de contribuer volontairement au coût supplémentaire du GNR à faible empreinte carbone afin de remplacer le gaz naturel ordinaire. La CEO a également approuvé le projet pilote d'Enbridge Gas prévoyant la construction d'installations permettant de mélanger le gaz naturel à de l'hydrogène gazeux dans un tronçon isolé du réseau de distribution actuel pour mieux comprendre l'utilisation de l'hydrogène pour décarboniser le gaz naturel afin de réduire les émissions de GES.

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, l'évaluation environnementale des projets d'infrastructures gazières en Ontario, la protection des espèces en péril et de l'habitat des espèces en péril, 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 fuites 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 2020, déclaré nos émissions opérationnelles de GES, y compris les émissions attribuables aux appareils à combustion fixe, au brûlage à la torche ou à l'évacuation de gaz et les émissions fugitives à Environnement et Changement climatique Canada (« ECCC »), au MEPNP de l'Ontario et à plusieurs programmes de déclaration volontaire. Conformément aux règlements provinciaux visant les GES, les émissions attribuables aux appareils à combustion fixe et au brûlage à la torche ont été vérifiées en détail par un vérificateur agréé indépendant qui n'a décelé aucune erreur dans les déclarations.

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 : une taxe sur le carbone prélevée sur les combustibles fossiles, y compris le gaz naturel et un système de tarification fondé sur le rendement (« STFR »).

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. En décembre 2020, le gouvernement fédéral a annoncé son intention d'augmenter la tarification fédérale du carbone de 15 \$ par année, pour atteindre 170 \$ la tonne d'équivalent de dioxyde de carbone en 2030. Enbridge Gas estime que cette mesure correspondra à une taxe fédérale sur le carbone pour le gaz naturel d'environ 33,31 cents/m³ en 2030.

Le système STFR est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2019. Aux termes du STFR, une installation enregistrée doit respecter son obligation de conformité pour la partie de ses émissions en sus du plafond annuel d'émissions propre à son installation, calculé en fonction des normes fondées sur le rendement pour son secteur d'activité et sa production annuelle. Enbridge Gas est inscrite auprès d'ECCC à titre d'émetteur dans le cadre du STFR et doit respecter son obligation de conformité annuelle quant aux émissions de combustion et de torchage associées à son réseau de gazoducs. À titre d'installation enregistrée aux termes du STFR, Enbridge Gas a présenté un rapport annuel ainsi que le rapport de vérification exigé d'un vérificateur agréé indépendant qui n'a décelé aucune anomalie significative. Enbridge Gas doit verser le paiement requis pour les émissions en sus du plafond annuel d'émissions propre à ses installations. En raison de la COVID-19, ECCC a reporté le délai de paiement du 15 décembre 2020 au 15 avril 2021; par conséquent, Enbridge Gas a reporté le paiement jusqu'au premier semestre de 2021.

En septembre 2020, l'Ontario et le gouvernement fédéral ont annoncé que ce dernier avait convenu que les normes de rendement en matière d'émissions (« NRE ») conçues en Ontario remplaceraient le STFR fédéral pour les installations industrielles. La date de la transition n'a pas encore été communiquée. Enbridge Gas continuera d'avoir une obligation de conformité aux termes du STFR ou des NRE quant aux émissions liées à ses installations et de la taxe fédérale sur le carbone quant aux émissions liées aux clients.

RESSOURCES EN CAPITAL HUMAIN

TAILLE ET COMPOSITION DE L'EFFECTIF

Au 31 décembre 2020, nous comptons près de 11 200 employés permanents, dont 1 600 employés syndiqués à l'échelle de l'Amérique du Nord. Ce total dépasse 13 000 si nous incluons les employés temporaires et les entrepreneurs. Nous privilégions les relations de travail directes, mais lorsque nous avons négocié collectivement pour les employés, nous entretenons des relations de longue date avec les syndicats de nos travailleurs; par le passé, les deux parties se sont montrées déterminées à renouveler les conventions collectives sans entraîner d'arrêt de travail.

SÉCURITÉ

Nous croyons qu'il est possible de prévenir toutes les blessures, tous les incidents et toutes les maladies professionnelles. Nous continuons de cibler nos efforts sur la sécurité des employés et des entrepreneurs, ce qui donne de solides résultats par rapport aux normes du secteur. Par ailleurs, nous participons activement à des exercices d'amélioration continue alors que nous poursuivons nos efforts pour obtenir une absence totale d'incidents. Pour un complément d'information, consulter la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Faits nouveaux – Pandémie de COVID-19, recul de la demande de pétrole brut et prix des marchandises*.

DIVERSITÉ ET INCLUSION

Pour nous assurer que notre effectif est représentatif des collectivités où nous exerçons nos activités, nous avons poursuivi nos efforts pour rehausser la représentation des femmes, des groupes ethniques et raciaux, des personnes handicapées et des anciens combattants. Nos ambitions initiales ont été formulées et partagées avec les employés en 2018, et les progrès en vue de les réaliser ont été communiqués régulièrement au moyen de notre tableau de bord sur la diversité. Nous avons réalisé de solides progrès, mais nous accélérons le rythme du programme et nous avons formulé des plans en vue d'atteindre nos objectifs d'ici 2025. Conformément à notre culture, nous avons à cœur d'entretenir un dialogue honnête et réciproque quant à nos objectifs de transparence et de responsabilité envers nos parties prenantes.

Au début de 2021, nous avons ajouté l'inclusion à nos valeurs fondamentales de sécurité, d'intégrité et de respect pour mettre en évidence notre engagement à ce titre.

Nous bâtissons une organisation où les gens se sentent accueillis et en sécurité et où ils ont la possibilité, au mérite, de s'épanouir et de grandir. Dans le cadre de notre stratégie évolutive en matière d'ESG, nous avons voulu créer un lien plus étroit entre notre succès et les mesures ESG – y compris la sécurité et la diversité – liées au personnel qui le favorise. C'est pourquoi les objectifs de rendement dans ces secteurs feront partie intégrante de nos bilans et influenceront directement sur la rémunération à compter de 2021.

PRODUCTIVITÉ ET PERFECTIONNEMENT

Nous investissons de façon continue dans le développement personnel et le perfectionnement professionnel de nos employés puisque nous reconnaissons que leur succès est le nôtre. Chaque année, nous mettons à la disposition des employés un éventail de possibilités de perfectionnement diversifiées, notamment des programmes de formation subventionnés, des relations de mentorat, des affectations par rotation et l'université Enbridge, qui propose un vaste catalogue de cours.

HAUTS DIRIGEANTS

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

| <u>Nom</u> | <u>Âge</u> | <u>Titre</u> |
|--------------------|------------|--|
| Al Monaco | 61 | Président et chef de la direction |
| Colin K. Gruending | 51 | Vice-président directeur et chef des finances |
| Robert R. Rooney | 64 | Vice-président directeur et chef du contentieux |
| William T. Yardley | 56 | Vice-président directeur et président, Transport de gaz et services intermédiaires |
| Cynthia L. Hansen | 56 | Vice-présidente directrice et présidente, Distribution et stockage de gaz |
| Byron C. Neiles | 55 | Vice-président directeur, Services de l'entreprise |
| Vern D. Yu | 54 | Vice-président directeur et président, Oléoducs |
| Matthew Akman | 53 | Vice-président principal, Stratégie et Électricité |
| Allen C. Capps | 50 | Vice-président principal, Expansion de l'entreprise et Services énergétiques |

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, de l'éthique et de la conformité, de la sécurité et de l'aviation pour toute l'entreprise.

William T. Yardley a été nommé vice-président directeur et président, Transport de gaz et services intermédiaires le 27 février 2017. Installé à Houston, M. Yardley a auparavant été président de l'entreprise américaine de transport et de stockage de Spectra Energy Corp (« 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'Enbridge Gas Distribution Inc. (« EGD ») et d'Union Gas Limited (« Union Gas »), ainsi que de Gazifère. Auparavant vice-présidente directrice, Services 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, Sécurité et fiabilité, 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.

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 se joindre à 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.

Matthew Akman est vice-président principal, Stratégie et Électricité. Il est responsable de la planification stratégique de l'entreprise et de l'ensemble de l'exploitation et du développement de l'énergie renouvelable à l'échelle mondiale. M. Akman est entré au service d'Enbridge au début de 2016 en tant que directeur de la stratégie d'entreprise; auparavant, il a occupé des postes à responsabilité au sein des fonctions d'expansion de l'entreprise et des relations avec les investisseurs. Avant de se joindre à Enbridge, M. Akman a travaillé principalement dans le secteur bancaire, plus particulièrement la recherche sur les titres institutionnels.

Allen C. Capps est vice-président principal, Expansion de l'entreprise et Services énergétiques. Il est responsable de l'attribution des capitaux, de l'examen des placements, de l'expansion de l'entreprise et du secteur Services énergétiques. Avant d'assumer ses fonctions actuelles en juin 2019, M. Capps a occupé les postes de vice-président principal et de chef de la comptabilité et, précédemment, vice-président et contrôleur de Spectra Energy.

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 2020, 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 2020, 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 se trouvent dans sa notice annuelle, ses états financiers et son rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, 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 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.

RUBRIQUE 1A. FACTEURS DE RISQUE

Les facteurs de risque suivants pourraient avoir une incidence importante et négative sur notre entreprise, nos activités, nos résultats financiers ou sur le cours ou la valeur de nos titres. Cette liste n'est pas exhaustive et nous n'accordons aucune priorité ni aucune probabilité en fonction de l'ordre de présentation ou du regroupement des sous-titres. Pour faciliter la consultation, les facteurs de risque sont présentés sous les sous-titres suivants : 1) les risques liés aux perturbations opérationnelles ou aux catastrophes, 2) les risques liés à notre entreprise et à notre industrie et 3) les risques liés à la réglementation gouvernementale et les risques juridiques.

RISQUES LIÉS AUX PERTURBATIONS OPÉRATIONNELLES OU AUX CATASTROPHES

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, y compris, sans toutefois s'y limiter, les risques physiques liés au changement climatique, comme les incendies, les tremblements de terre, les ouragans, les inondations, les glissements de terrain, la volatilité accrue des températures saisonnières, la montée du niveau de la mer ou d'autres événements similaires indépendants de notre volonté. Ces catastrophes pourraient provoquer la perte de vies humaines, d'importants dommages aux biens et à nos actifs, 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 BC Pipeline ainsi qu'en janvier 2019, en août 2019 et en mai 2020 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.

Un incident écologique peut causer des dommages réels ou potentiels à l'environnement et peut 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, ce qui s'est produit par le passé, malgré toutes nos précautions, et qui pourrait se reproduire dans l'avenir, 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 notre entreprise, nos activités ou nos résultats financiers.

Nos activités dépendent de systèmes d'information et d'autres technologies numériques pour le contrôle de nos usines, pipelines et autres actifs, 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, certains de nos fournisseurs et nous 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.

Les risques liés à la cybersécurité ont augmenté au cours des dernières années en raison de la prolifération de nouvelles technologies et de la sophistication, de l'ampleur et de la fréquence des cyberattaques et des atteintes à la sécurité des données. En raison de la nature critique de notre infrastructure et de notre utilisation de systèmes d'information et d'autres technologies numériques pour contrôler nos actifs, nous faisons face à un risque accru de cyberattaques. 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 des activités 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.

Durant le cours normal de nos activités, nous avons connu et nous prévoyons continuer de connaître des tentatives d'accès non autorisé à nos systèmes d'information ou de compromission de ceux-ci, ou de perturbation de notre exploitation par des cyberattaques ou des atteintes à la sécurité. À notre connaissance, aucune n'a eu d'incidence négative importante sur notre entreprise, nos activités ou nos résultats financiers. Malgré nos mesures de sécurité, nos systèmes d'information, ou ceux de nos fournisseurs, pourraient être la cible d'autres 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, réduire notre capacité de consigner, de traiter et de communiquer les opérations ou l'information financière, 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, d'autres coûts ou d'être l'objet de règlements ou de litiges accrus, tous ces facteurs pouvant grandement nuire à notre réputation, nos activités commerciales, notre exploitation ou nos résultats financiers.

Les pandémies, épidémies ou éclosions de maladies, comme la pandémie de COVID-19, peuvent nuire aux économies locales et mondiales ainsi qu'à notre entreprise, nos activités ou nos résultats financiers.

Les perturbations causées par les pandémies, les épidémies ou les éclosions de maladies, là où nous exerçons nos activités ou à l'échelle mondiale, pourraient avoir des effets négatifs importants sur notre entreprise, nos activités, nos résultats financiers et nos attentes prospectives. La pandémie de COVID-19 a eu une incidence négative sur notre entreprise en 2020, et les incidences devraient continuer de se faire sentir au cours des périodes à venir, ce que nous ne sommes pas en mesure de prévoir de manière raisonnable en raison des nombreuses incertitudes, y compris la durée et la gravité de la pandémie.

Le 11 mars 2020, l'Organisation mondiale de la Santé a annoncé que la COVID-19 pouvait être qualifiée de pandémie. Pour réagir à la propagation rapide de la COVID-19 à l'échelle mondiale, les gouvernements ont pris des mesures d'urgence contre le virus. Ces mesures comprennent des restrictions sur les activités et les déplacements pour des raisons d'affaires ainsi que des exigences d'isolement ou de mise en quarantaine, qui pourraient se poursuivre ou s'intensifier. Certains de nos projets et activités ont été jugés des services essentiels dans les secteurs d'infrastructures critiques et nous sommes actuellement exempts de certaines restrictions visant les activités commerciales; toutefois, rien ne garantit que cette exemption sera maintenue. Ces mesures ont interrompu les activités commerciales et les chaînes d'approvisionnement, perturbé les déplacements, contribué fortement à la volatilité des marchés financiers et commerciaux, ce qui a entraîné une baisse générale des cours des actions et des taux d'intérêt, influé sur les conditions sociales et eu des répercussions négatives sur la conjoncture économique nationale et internationale, y compris les prix des marchandises, la demande d'énergie et le marché du travail.

Étant donné la nature persistante et dynamique des circonstances entourant la pandémie de COVID-19, il est difficile de prédire la portée de l'incidence de cette pandémie, y compris la façon d'y réagir, sur les économies nord-américaines ou mondiales ou sur notre entreprise, ou la durée probable des perturbations. L'ampleur de cette incidence dépend de l'évolution de la situation et de facteurs hors de notre contrôle, très incertains, en évolution rapide et imprévisibles, y compris de nouvelles données au sujet de la gravité ou de la durée de la pandémie (notamment les nouveaux variants de la COVID-19) ou des mesures prises par les gouvernements et d'autres intervenants pour endiguer la pandémie de COVID-19 ou ses incidences, ou y mettre fin (notamment en ce qui a trait au développement et à la distribution de vaccins efficaces). Une telle évolution, qui a eu ou pourrait avoir des conséquences négatives sur nos clients, nos fournisseurs, les organismes de réglementation ainsi que sur notre entreprise, nos activités et nos résultats financiers, comprend notamment :

- des perturbations qui auraient des conséquences dommageables sur les fondamentaux du marché, notamment les prix des marchandises, l'offre et la demande d'énergie, la baisse des volumes transportés sur nos réseaux, une exposition accrue aux risques liés à l'utilisation des actifs et des répercussions négatives sur nos résultats;
- des incidences négatives sur les investissements du secteur Oléoducs;
- des conséquences qui pourraient risquer d'empêcher la réalisation d'un ou de plusieurs de nos projets garantis sur le plan commercial, qui ont retardé leur achèvement et qui ont fait augmenter les coûts prévus de certains projets;
- des incidences négatives sur les activités ou la situation financière de nos tiers fournisseurs, fournisseurs de services ou clients et notre exposition accrue aux risques contractuels ou aux risques de crédit des clients;
- des incidences négatives sur les marchés des capitaux à l'échelle mondiale et sur les notes attribuées à nos titres ou à nos facilités de crédit ou qui pourraient entraver notre capacité d'accéder aux marchés des capitaux à des taux effectifs;
- l'intensification des risques liés aux mesures d'urgence adoptées (y compris le travail à distance, la distanciation et l'équipement de protection personnelle supplémentaire), y compris les risques accrus liés à la sécurité informatique, la hausse des coûts et la possibilité de la baisse de disponibilité ou de productivité des employés ou des tiers entrepreneurs ou fournisseurs de services;

- l'amenuisement de notre capacité de formuler avec exactitude les hypothèses servant à évaluer les projets d'expansion, les acquisitions et les cessions de façon continue;
- les incidences négatives sur la valeur comptable de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans DCP Midstream et sur le résultat des futurs tests de dépréciation des actifs qui permettent de déterminer si ces actifs ont subi une perte de valeur comptable;
- des incidences négatives sur l'exécution des politiques commerciales actuelles et futures entre le Canada et les États-Unis;
- la possibilité de pertes futures en raison de l'interruption de l'exploitation que notre garantie d'assurance ne pourrait suffire à couvrir.

Rien ne peut garantir que nos stratégies visant à contrer les perturbations potentielles atténueront ces risques ou les incidences négatives sur notre entreprise, nos activités et nos résultats financiers. Des incidences négatives futures inconnues pour l'instant pourraient se concrétiser et se répercuter sur notre entreprise, nos activités et nos résultats financiers. De plus, des perturbations liées à la pandémie de COVID-19 ont amplifié, ou pourraient amplifier, nombre d'autres risques décrits à la présente rubrique 1A, *Facteurs de risque*. Le risque sensiblement plus élevé attribuable à la pandémie de COVID-19 est l'incidence de la dégradation des prix des marchandises et de la volatilité sur nos secteurs Oléoducs, Transport de gaz et services intermédiaires et Services énergétiques, ainsi qu'il est décrit dans le facteur de risque *La faiblesse et la volatilité des prix des marchandises accroissent les risques liés à l'utilisation de nos actifs et ont nui et pourraient continuer de nuire à nos résultats d'exploitation* ci-après. Même une fois la pandémie de COVID-19 passée, notre entreprise pourrait continuer de subir des incidences négatives attribuables à ses répercussions à l'échelle mondiale, y compris la récession en découlant, ainsi que des incidences sur l'offre et la demande de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel, de GNL et d'énergie renouvelable et sur leurs prix.

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.

RISQUES LIÉS À NOTRE ENTREPRISE ET À NOTRE SECTEUR

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 CEO 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.

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 principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (« 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'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'exploitation 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'acquérir ou de renouveler les emprises et les droits fonciers en temps voulu et à des conditions acceptables;
- l'opposition à nos projets 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 les 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, le projet Spruce Ridge et le programme 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'évolution des attentes des parties prenantes quant aux pratiques ESG et au changement climatique ou l'érosion de la confiance des parties prenantes 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.

Les entreprises de tous les secteurs et de toutes les industries font face à des attentes changeantes ou à une surveillance accrue de la part des parties prenantes en ce qui a trait aux facteurs ESG les plus pertinents pour leur entreprise et leurs parties prenantes. Pour les sociétés énergétiques, le changement climatique, la sécurité et les relations avec les parties prenantes demeurent les principaux champs d'intérêt; l'évolution des attentes à l'égard de nos pratiques et de notre rendement dans ces domaines et d'autres facteurs ESG pourrait se traduire par des coûts supplémentaires ou susciter une exposition à des risques nouveaux ou accrus. 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, les groupes de défense des investisseurs, certains investisseurs institutionnels, les fonds de placements et d'autres intervenants pour qui les pratiques ESG revêtent de plus en plus d'importance. Nous nous sommes engagés depuis longtemps à adopter de solides pratiques

ESG et à afficher un rendement élevé à ce titre; en 2020, nous avons adopté un ensemble d'objectifs ESG visant à rehausser la transparence et la responsabilité. Ces objectifs comprennent des cibles de réduction des émissions de GES; l'adaptation à la transition énergétique au fil du temps est l'une de nos priorités stratégiques. 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 et avoir des répercussions défavorables sur nos activités commerciales, notre exploitation ou nos résultats financiers, y compris :

- 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;
- la perte de la 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'accès restreint 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 pipelières, à une opposition organisée 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.

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, et ont causé dans certains cas, 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.

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.

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.

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.

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 2021 et en 2022, 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.

La faiblesse et la volatilité des prix des marchandises accroissent les risques liés à l'utilisation de nos actifs et ont nui et pourraient continuer de nuire à nos résultats d'exploitation.

La pandémie de COVID-19 et les inquiétudes au sujet de la croissance économique mondiale ont suscité une grande inquiétude sur le marché du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres marchandises et une réduction des prévisions de la demande. Cette réalité et l'évolution des relations entre les pays membres de l'OPEP+ ont engendré une forte pression à la baisse sur les prix au début de 2020. Le climat économique au Canada, aux États-Unis et à l'étranger s'est détérioré et la demande mondiale de produits pétroliers a diminué. L'année 2020 a été marquée par une baisse prononcée du prix du pétrole brut, du gaz naturel et des LGN, de même que d'autres marchandises dont le prix est étroitement lié à celui du pétrole brut. Le prix de référence pour le pétrole brut West Texas Intermediate se situait à environ 60 \$ US le baril en décembre 2019, mais il a chuté à 14 \$ US le baril en mars 2020, puis en territoire négatif le 20 avril 2020. Les prix du pétrole brut ont commencé à se relever aux deuxième et troisième trimestres de 2020. Les prix de référence pour le pétrole brut West Texas Intermediate ont dépassé 40 \$ US principalement en raison de l'annonce de réductions de production en avril 2020 et en juin 2020. Le prix de référence pour le pétrole brut West Texas Intermediate s'établissait à 48,35 \$ US le baril en fin d'année.

En ce qui a trait à nos actifs du secteur Oléoducs, nous sommes soumis au risque lié au débit en raison de l'entente de tarification concurrentielle 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. Le contexte actuel des prix des marchandises a eu des conséquences tant pour l'offre que pour la demande de pétrole brut et d'autres hydrocarbures liquides transportés sur nos pipelines. Il en résulte une réduction de l'utilisation du réseau principal de l'ordre de 80 kb/j en 2020 comparativement à l'exercice précédent.

Bien que la demande réduite ait influé sur le débit et les produits d'exploitation du réseau principal, l'incidence financière du débit inférieur sur nos pipelines régionaux en amont et nos pipelines en aval d'accès à de nouveaux marchés est grandement atténuée par les contrats d'achat ferme en vigueur. Les incidences financières sont également atténuées par les accords fondés sur le coût du service conclus avec des contreparties solvables ou des parties ayant une cote de qualité inférieure, mais qui ont fourni un soutien au crédit sous forme de lettres de crédit ou d'autres instruments. Les circonstances du marché qui prévalent actuellement mettront vraisemblablement à l'épreuve la solvabilité de nombre de ces contreparties et nous évaluons la situation sans relâche. Jusqu'à maintenant, aucune contrepartie n'a manqué à ses obligations quant au maintien du crédit ou au paiement des droits aux termes de ces contrats. Pour l'instant, nous ne prévoyons pas d'incidence importante sur nos résultats financiers.

Les expéditeurs ont par ailleurs réduit leur investissement dans les programmes d'exploration et de mise en valeur en 2020. La dégradation des prix du pétrole incite de plus certains promoteurs de programmes de mise en valeur des sables bitumineux à réévaluer le calendrier des projets de mise en valeur en amont antérieurement annoncés. L'annulation ou le report de ces projets pourrait compromettre la croissance de l'offre à long terme provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

Quant à nos actifs du secteur Transport de gaz et services intermédiaires, les faibles prix des marchandises ont eu une incidence limitée sur la demande de gaz naturel expédié par nos actifs de transport de gaz sur de longues distances aux États-Unis et au Canada. Ces actifs représentent principalement des accords fondés sur le coût du service et des contrats d'achat ferme qui ne sont pas directement touchés par les fluctuations des prix des marchandises.

Quant à nos actifs du secteur intermédiaire aux États-Unis, par le truchement de notre placement dans DCP Midstream et, dans une moindre mesure, de l'installation de produits liquides d'Aux Sable, nous nous consacrons à la collecte et au traitement de gaz naturel et de liquides de gaz naturel. Compte tenu de la dégringolade des prix des marchandises, DCP Midstream a décidé de réduire la distribution qui nous est versée de 50 % (à compter des distributions du premier trimestre versées en mai 2020), ce qui se répercute sur nos flux de trésorerie. Les résultats d'Aux Sable ont eux aussi subi les effets du recul des prix des marchandises.

Notre entreprise de services énergétiques, quant à elle, génère des marges en profitant de différentiels de qualité, de temps et d'emplacement lorsque l'occasion se présente. La récente volatilité des prix des marchandises pourrait limiter les occasions et compromettre notre capacité de respecter nos engagements de capacité.

À ce stade, étant donné les nombreuses questions en suspens relatives à la durée et à l'ampleur de la faiblesse actuelle des prix des marchandises, il nous est impossible d'en évaluer l'incidence sur nous avec certitude; il est toutefois possible qu'elle ait une incidence défavorable sur nos activités et nos résultats d'exploitation.

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 se sont poursuivis à un rythme décroissant en 2020 au fur et à mesure qu'une capacité additionnelle a été mise sur le marché. L'incidence de cette intervention sur le réseau principal a été négligeable, car les stocks étaient 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 classique étanches 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 notre entreprise de services intermédiaires aux États-Unis. Nous faisons appel à un programme de couverture strict pour gérer ce risque directement lié aux prix des marchandises. Étant donné que nos activités ne sont pas toutes couvertes, nous pourrions subir les contrechocs 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 baisse 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.

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. 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.

RISQUES D'ORDRE RÉGLEMENTAIRE OU JURIDIQUE

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, nos activités ou nos résultats financiers.

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 canadienne de l'énergie* 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 entraînent une évaluation d'impact fédérale. Par ailleurs, des modifications ont été apportées au cadre réglementaire en Colombie-Britannique, y compris l'entrée en vigueur en décembre 2019 de la loi intitulée *Environmental Assessment Act*. Ces modifications visent les projets de compétence provinciale d'une manière semblable à ceux sous réglementation fédérale. Aux États-Unis et au Canada, les sociétés pipelinères continuent d'être confrontées à l'opposition des activistes anti-pipelines, des collectivités autochtones et tribales, des citoyens, des groupes environnementaux et des politiciens préoccupés par la sécurité des pipelines ou les incidences environnementales. Aux États-Unis, plusieurs organismes fédéraux ont adopté des modifications conçues pour simplifier le processus de délivrance des permis, y compris les modifications apportées en juin 2020 par l'Environmental Protection Agency aux règlements mettant en application l'article 401 de la *Clean Water Act* et, en juillet 2020, les révisions apportées par le conseil de la qualité de l'environnement aux règlements mettant en application la *National Environmental Policy Act*. Ces règlements et de nombreux autres règlements adoptés par l'administration présidentielle précédente sont non seulement contestés devant plusieurs tribunaux, mais la nouvelle administration vise expressément à les annuler ou à les modifier.

Ces mesures pourraient se répercuter sur l'obtention de permis pour une vaste gamme de projets énergétiques. 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, y compris ceux relatifs au changement climatique et aux émissions de GES, dont le respect peut exiger des dépenses en immobilisations considérables, augmenter nos frais 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, notamment les coûts consacrés à la surveillance et à la déclaration de nos émissions et à la mise en place de nouvelles mesures de contrôle visant à réduire nos émissions. Nous pourrions ne pas être en mesure d'inclure une partie ou la totalité de ces coûts dans les tarifs imputés par nos pipelines ou autres installations. Les efforts visant à réglementer ou limiter les émissions de GES pourraient amenuiser la demande pour les produits que nous transportons.

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.

En novembre 2020, nous avons établi de nouveaux objectifs ESG pour l'avenir, notamment en ce qui a trait à la réduction des émissions de GES. Notre capacité d'atteindre ces objectifs dépend de nombreux facteurs, y compris notre capacité de réduire les émissions de nos activités grâce à la modernisation et à l'innovation, de réduire l'intensité des émissions de l'électricité que nous achetons, d'investir dans les énergies renouvelables et l'énergie à faibles émissions de carbone ainsi que d'équilibrer les émissions résiduelles au moyen de crédits compensatoires de carbone. Les coûts associés à nos objectifs de réduction des émissions de GES pourraient être importants. Si nous n'atteignons pas nos objectifs en matière de réduction d'émissions, cela pourrait nuire à notre réputation, modifier l'attitude des investisseurs à l'égard de leur placement dans Enbridge ou avoir une incidence négative sur l'accès aux capitaux et le coût du capital.

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 réputation, notre entreprise, nos activités ou nos résultats financiers.

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. Nous ne sommes pas propriétaires de tous les terrains sur lesquels se trouvent nos pipelines, nos installations et d'autres actifs, et nous obtenons auprès de tierces parties ou d'entités gouvernementales les droits de construire et d'exploiter nos pipelines et autres actifs. De plus, certains de nos pipelines, installations et autres actifs traversent des terres autochtones conformément aux emprises et à d'autres intérêts fonciers. La perte de ces droits pourrait nuire à notre réputation, à nos activités et à nos résultats financiers. 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 frais 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 perturber nos activités ou avoir une incidence financière défavorable 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, nos activités ou nos résultats financiers.

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.

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 compte tenu de la nouvelle administration, 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.

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.*

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'ACTIONNAIRES PAR LA SOCIÉTÉ INSCRITE

Actions ordinaires

Nos actions ordinaires sont inscrites à la TSX ainsi qu'à la NYSE sous le symbole « ENB ». Au 5 février 2021, il y avait 2 025 495 603 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.

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 2020.

Ventes récentes de titres de capitaux propres non inscrits

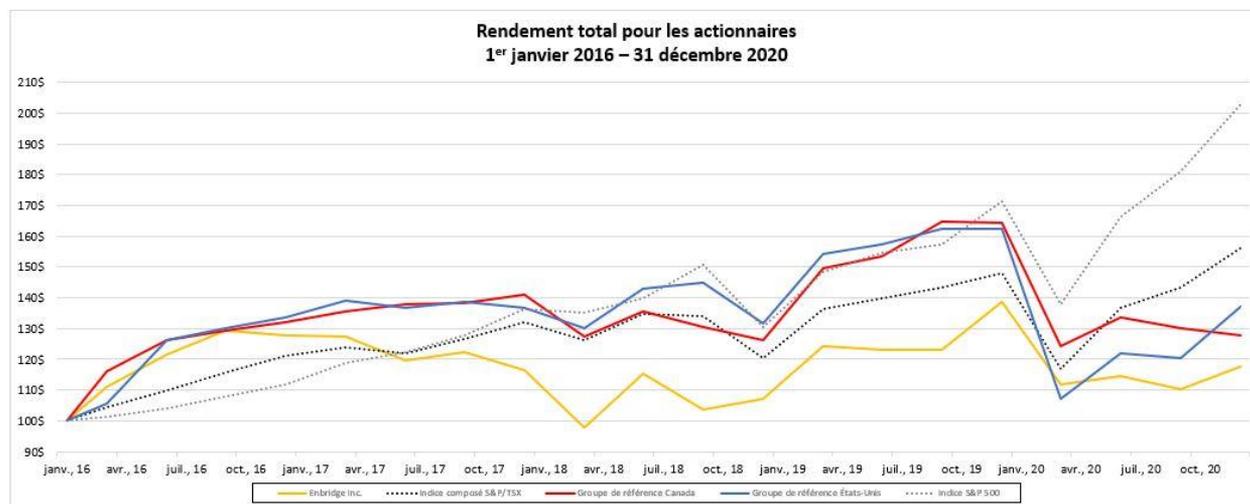
Aucune.

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 2016 au 31 décembre 2020 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 CNP, D, DTE, DUK, EPD, ET, KMI, MMP, NEE, NI, OKE, PAA, PCG, SO, 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.



| | 1 ^{er} janvier | 31 décembre | | | | |
|---|-------------------------|-------------|--------|--------|--------|--------|
| | 2016 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
| Enbridge Inc. | 100,00 | 127,97 | 116,65 | 107,20 | 138,65 | 117,59 |
| Indice composé S&P/TSX | 100,00 | 121,08 | 132,09 | 120,36 | 147,89 | 156,17 |
| Indice S&P 500 | 100,00 | 111,96 | 136,40 | 130,42 | 171,49 | 203,04 |
| Groupe de référence aux États-Unis ¹ | 100,00 | 133,50 | 136,67 | 131,82 | 162,50 | 137,15 |
| Groupe de référence au Canada | 100,00 | 132,07 | 140,85 | 126,30 | 164,43 | 127,61 |

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 | | | | |
|---|--------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | 2020 | 2019 | 2018 | 2017 | 2016 |
| <i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i> | | | | | |
| États consolidés des résultats | | | | | |
| Produits d'exploitation | 39 087 \$ | 50 069 \$ | 46 378 \$ | 44 378 \$ | 34 560 \$ |
| Bénéfice d'exploitation | 7 957 | 8 260 | 4 816 | 1 571 | 2 581 |
| Bénéfice | 3 416 | 5 827 | 3 333 | 3 266 | 2 309 |
| Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables | (53) | (122) | (451) | (407) | (240) |
| Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle | 3 363 | 5 705 | 2 882 | 2 859 | 2 069 |
| Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires | 2 983 | 5 322 | 2 515 | 2 529 | 1 776 |
| Données sur les actions ordinaires | | | | | |
| Résultat par action ordinaire | | | | | |
| de base | 1,48 | 2,64 | 1,46 | 1,66 | 1,95 |
| dilué | 1,48 | 2,63 | 1,46 | 1,65 | 1,93 |
| Dividendes versés par action ordinaire | 3,24 | 2,95 | 2,68 | 2,41 | 2,12 |

| | 31 décembre | | | | |
|--|-------------|------------|------------|------------|-----------|
| | 2020 | 2019 | 2018 | 2017 | 2016 |
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | | | |
| États consolidés de la situation financière | | | | | |
| Total de l'actif | 160 276 \$ | 163 157 \$ | 166 905 \$ | 162 093 \$ | 85 209 \$ |
| Dette à long terme | 62 819 | 59 661 | 60 327 | 60 865 | 36 494 |

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 2020 et de 2019 et présente des comparaisons entre les résultats de 2020 et de 2019. Pour une analyse des résultats de 2018 et une comparaison des résultats de 2019 et de 2018, 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 2019.

FAITS NOUVEAUX

PANDÉMIE DE COVID-19, REcul DE LA DEMANDE DE PÉTROLE BRUT ET PRIX DES MARCHANDISES

La pandémie de COVID-19 et les mesures d'urgence adoptées par les gouvernements du Canada, des États-Unis et dans le monde entier ont grandement perturbé les activités de nombreuses entreprises. Le ralentissement marqué des économies canadiennes, américaines et mondiales a engendré une volatilité accrue sur les marchés financiers et des marchandises à l'échelle mondiale et une réduction de la demande de certaines marchandises.

Nous avons pris des mesures préventives pour livrer l'énergie de façon fiable et sécuritaire durant la pandémie de COVID-19. Nous avons demandé à notre équipe de gestion de crise de se concentrer sur plusieurs priorités, notamment : i) la santé et la sécurité de nos employés et du public; ii) la fiabilité opérationnelle de nos installations afin de servir nos clients et nos marchés; iii) la détermination du personnel et des procédures essentiels; et iv) une communication et des échanges accrus avec les parties prenantes, y compris des mises à jour à notre conseil d'administration. Nous suivons les recommandations des autorités de santé publique et des experts médicaux et avons pris des mesures pour que nos employés ne soient pas exposés à la propagation de COVID-19, y compris, là où c'est possible, les plans de travail à domicile adoptés en mars 2020 et la mise en place de plans de continuité des activités pour maintenir l'intégrité de notre exploitation et protéger la santé des employés des centres de commande des pipelines et des centres de services ainsi que des représentants sur le terrain et du personnel assumant d'autres fonctions essentielles.

En ce qui concerne l'exploitation sécuritaire de nos installations, nous avons toujours recours à tous les processus et procédures de sécurité dans le cours normal des activités. Nos plans de continuité des activités sont conçus pour nous permettre de gérer les faits nouveaux sur le plan opérationnel découlant de la COVID-19 à mesure qu'ils se produisent. Nous offrons un service essentiel à l'échelle de l'Amérique du Nord. Nos clients et les collectivités où nous sommes présents dépendent de nous pour leur fournir en toute sécurité et avec fiabilité l'énergie dont ils ont besoin pour chauffer leurs foyers et répondre à leurs besoins en combustible.

La pandémie de COVID-19 a eu de profondes incidences sur les collectivités où nous exerçons nos activités. Nous apportons notre soutien aux collectivités en leur avançant des fonds pour réagir à la pandémie et aider la population vulnérable. Les équipes dans nos régions d'exploitation travaillent étroitement avec nos partenaires communautaires à but non lucratif, nos voisins autochtones et tribaux les plus proches ainsi que les administrations locales pour déterminer là où les ressources sont les plus nécessaires.

La pandémie de COVID-19 a eu des répercussions négatives sur la demande de pétrole brut et a rehaussé la volatilité des prix des marchandises, autant de facteurs qui présentent des risques latents nouveaux ou accrus pour notre entreprise. Vers la fin mars, les incidences sur nos approvisionnements et la demande de pétrole brut et d'autres hydrocarbures liquides transportés sur nos pipelines sont devenues apparentes. De nombreux expéditeurs utilisant nos pipelines de pétrole brut ont réagi à la contraction marquée de la demande causée par la pandémie de COVID-19, à la baisse des capacités de stockage et d'utilisation de raffineries, et au recul des prix des marchandises en réduisant les volumes à compter du deuxième trimestre de 2020. Aux troisième et quatrième trimestres de 2020, les volumes sur le réseau principal ont commencé à reprendre pour s'accroître, au quatrième trimestre, d'environ 200 milliers de barils par jour (« kb/j ») comparativement aux volumes considérablement inférieurs au deuxième trimestre de 2020. D'un exercice à l'autre, le débit du réseau principal a diminué de seulement 80 kb/j environ. Nous prévoyons un retour à une pleine utilisation du réseau en 2021 alors que l'activité économique reprend graduellement en Amérique du Nord. Ces perspectives s'appuient sur l'hypothèse que les raffineries en exploitation sur les marchés de base de notre réseau principal (c.-à-d. le Midwest américain, l'est du Canada et la côte américaine du golfe du Mexique) continueront de voir leurs niveaux d'utilisation augmenter en raison de leur envergure, de leur complexité et de leur avantage concurrentiel sur le plan des coûts. Pour chaque augmentation ou diminution de volume de 100 kb/j sur notre réseau principal, nos produits, déduction faite des économies sur l'énergie, devraient enregistrer une augmentation ou une diminution d'environ 35 M\$ par trimestre.

Au sein du secteur intermédiaire aux États-Unis, notre satellite DCP Midstream, LP a réagi à la forte baisse des prix des marchandises en réduisant de 50 % les distributions qu'il nous verse (à compter des distributions du premier trimestre versées en mai 2020), ce qui a contribué à réduire légèrement nos flux de trésorerie. Comme autre conséquence de la baisse radicale des prix des marchandises, nous avons comptabilisé une perte de valeur de 1,7 G\$ de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans DCP Midstream au premier trimestre de 2020, d'après la baisse du cours des parts de DCP Midstream, LP négociées sur le marché au 31 mars 2020.

De plus, ces circonstances ont entraîné la détérioration du profil de crédit de certains de nos clients et fournisseurs. Jusqu'à maintenant, aucun de nos clients ou fournisseurs n'a été en situation de défaut important; toutefois, nous continuerons de surveiller ce risque et prendrons des mesures d'atténuation au besoin.

La situation entourant la pandémie de COVID-19, le repli de la demande de pétrole brut et le recul des prix des marchandises évoluent, et notre évaluation des risques est présentée à la partie I, rubrique 1A, *Facteurs de risque*.

Bien qu'il soit difficile, pour l'heure, d'évaluer la durée et la gravité de cette contraction de la demande d'énergie, nous avons mené à bien plusieurs mesures pour renforcer notre résilience et nous positionner en vue de l'avenir, tout en faisant de la sécurité et de la fiabilité de nos activités notre priorité. Nous avons pris des mesures pour réduire les charges d'exploitation d'environ 300 M\$ en 2020, notamment par une diminution de la rémunération des employés, des membres de la direction et du conseil d'administration, un programme de réduction volontaire de l'effectif et des économies sur la chaîne d'approvisionnement. Nous avons également conclu la vente d'actifs totalisant près de 400 M\$ et augmenté nos liquidités disponibles pour les faire passer à environ 13 G\$. Nous avons fait face à un ralentissement naturel des dépenses en immobilisations en 2020 en raison de la COVID-19 et des mesures en matière de santé et de sécurité adoptées par les gouvernements à l'échelle fédérale et régionale. Nous sommes d'avis que les facteurs qui suivent illustrent également la résilience de notre modèle d'entreprise à faible risque :

- nos actifs sont hautement concentrés et sont soutenus commercialement par des contrats d'achat ferme à long terme et des accords fondés sur le coût du service;
- près de 95 % de nos clients sont des sociétés ayant une notation de crédit de grande qualité ou l'équivalent ou de clients présentant un risque plus élevé ayant fourni un rehaussement de crédit;
- l'acquisition de Spectra Energy en 2017 nous a assuré une meilleure diversification dans le secteur du gaz naturel assortie de structures commerciales à faible risque; à l'heure actuelle, nous bénéficions de près de 40 sources distinctes de flux de trésorerie qui varient selon la région et les catégories de clients;
- notre solide bilan qui affiche des liquidités nettes disponibles d'environ 13 G\$, ce qui nous permet de financer tous nos projets d'investissement et de respecter les échéances de remboursement de la dette jusqu'en 2021 sans recourir aux marchés des capitaux;
- la perte de flux de trésorerie qui pourrait résulter directement de risques liés aux prix sur le marché est limitée au moyen d'un programme exhaustif de couverture économique à long terme.

Nous continuerons à surveiller activement notre secteur d'activité, et nous pourrions prendre d'autres mesures que nous jugeons dans l'intérêt fondamental d'Enbridge, de nos employés, clients, partenaires et parties prenantes ou que pourraient exiger les autorités fédérales, étatiques ou provinciales. Pour l'instant, étant donné les nombreuses questions en suspens relatives à la durée et à l'ampleur de la pandémie de COVID-19 ainsi qu'à la faiblesse des prix des marchandises qui perdure, il nous est impossible d'évaluer avec certitude l'incidence à long terme que ces facteurs auront sur nous; toutefois, il est possible qu'ils continuent d'avoir une incidence défavorable sur nos activités et nos résultats d'exploitation.

PROGRAMME DE REMPLACEMENT DE LA CANALISATION 3 AUX ÉTATS-UNIS EN COURS DE CONSTRUCTION

Tous les permis et approbations nécessaires ayant été reçus, le programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis (« programme L3R aux États-Unis ») est maintenant en construction au Minnesota. Le programme L3R aux États-Unis est un projet d'intégrité critique qui rehaussera la sécurité et la fiabilité opérationnelle du réseau pendant longtemps encore. Il reflète notre engagement de longue date envers la protection de l'environnement.

Pour plus de détails, voir *Projets de croissance – Oléoducs – Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis*.

CONTRATS VISANT LE RÉSEAU PRINCIPAL

Le 19 décembre 2019, nous avons présenté à la Régie de l'énergie du Canada (la « Régie ») une demande au sujet de la mise en œuvre de contrats visant notre réseau principal. La demande portant sur 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.

Le 24 février 2020, la Régie a publié un avis d'audience publique décrivant les modalités de participation à l'audience ainsi que la liste des questions à examiner dans le cadre de l'audience. En mars 2020, un groupe d'intervenants éventuels a déposé auprès de la Régie des lettres demandant que la Régie reporte l'établissement des dates des audiences liées au dépôt de l'offre de contrats pour notre réseau principal. Par la suite, la Régie a publié une lettre sollicitant des commentaires sur le report possible des audiences.

Nous avons déposé notre réponse auprès de la Régie le 1^{er} mai 2020. Le 19 mai 2020, la Régie a annoncé que le processus réglementaire visant notre proposition de contrats de services de transport sur notre réseau principal se déroulera en une seule étape pour tenir compte des défis posés par la COVID-19 ainsi que du mandat de la Régie de régler ce processus avec célérité.

Le processus de réglementation suit son cours, et nous nous attendons à ce qu'une audience ait lieu après avril 2021, bien qu'aucune date d'audience n'ait encore été fixée. Si un accord de remplacement n'est pas conclu d'ici le 30 juin 2021, il est prévu que les droits en vertu de l'entente de tarification concurrentielle soient maintenus provisoirement.

DÉMARCHES RELATIVES AUX TARIFS – TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

Texas Eastern

Le 25 février 2020, la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») a approuvé le règlement non contesté du dossier tarifaire de Texas Eastern Transmission, L.P. (« Texas Eastern ») à l'issue d'un accord avec les clients. Au premier trimestre de 2020, Texas Eastern a commencé à comptabiliser dans ses résultats d'exploitation les tarifs visés par le règlement de façon rétroactive au 1^{er} juin 2019 et a mis en vigueur ces tarifs le 1^{er} avril 2020.

Algonquin

Le 2 juillet 2020, Algonquin Gas Transmission, LLC (« Algonquin ») a obtenu de la FERC l'approbation du règlement non contesté du dossier tarifaire à l'issue d'un accord avec les clients. Au troisième trimestre de 2020, Algonquin a constaté dans ses résultats d'exploitation les tarifs visés par le règlement de façon rétroactive au 1^{er} juin 2020 et a mis en vigueur ces tarifs le 1^{er} septembre 2020.

BC Pipeline

En juillet 2020, la Régie a approuvé l'entente de règlement tarifaire de 2020-2021 avec les expéditeurs du gazoduc BC Pipeline de Westcoast Energy Inc. (« Westcoast »). À la suite de l'approbation de l'entente de règlement, Westcoast a présenté une requête à la Régie pour que les tarifs provisoires deviennent définitifs, y compris les tarifs provisoires pour la période du 1^{er} janvier 2020 au 31 mars 2020 ainsi que les tarifs provisoires révisés entrant en vigueur le 1^{er} avril 2020, et cette requête a été approuvée le 12 août 2020.

East Tennessee

Au deuxième trimestre de 2020, le dossier tarifaire a été déposé pour East Tennessee Natural Gas, LLC et les discussions sur le règlement avec les clients ont été entamées au quatrième trimestre de 2020.

Maritimes & Northeast Pipeline

Au deuxième trimestre de 2020, Maritime & Northeast Pipeline a déposé un dossier tarifaire pour son tronçon aux États-Unis et un accord de principe a été conclu avec les expéditeurs en décembre 2020. Une stipulation et entente sera déposée en février 2021 et nous attendrons l'approbation de la FERC.

Alliance Pipeline

Au deuxième trimestre de 2020, Alliance Pipeline a déposé un dossier tarifaire pour son tronçon aux États-Unis et un accord de principe a été conclu avec les expéditeurs en janvier 2021. Une stipulation et entente sera déposée en mars 2021 et nous attendrons l'approbation de la FERC.

REQUÊTES TARIFAIRES – DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

Requête tarifaire de 2020

Les requêtes tarifaires d'Enbridge Gas sont déposées en deux phases. Aux termes de la décision et de l'ordonnance rendues par la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO ») en décembre 2019, la phase 1 de la requête tarifaire pour 2020, à l'exclusion du financement d'investissements de capitaux supplémentaires distincts pour 2020 requis au moyen du mécanisme de module de capitaux supplémentaires (« MCS »), a été approuvée le 1^{er} janvier 2020. Aux termes d'une ordonnance subséquente de la CEO émise le 11 juin 2020, la phase 2 de la requête tarifaire pour 2020, y compris les montants requis au moyen du MCS pour 2020, a été approuvée pour une entrée en vigueur le 1^{er} octobre 2020, et les tarifs provisoires en vigueur du 1^{er} janvier 2020 au 30 septembre 2020 sont devenus définitifs. La requête tarifaire de 2020, qui vise la deuxième année d'une période de cinq ans, a été déposée conformément aux paramètres du mécanisme d'établissement des tarifs fondés sur un modèle de réglementation incitative (« RI ») et prévoyant le plafonnement des tarifs approuvés par la CEO pour Enbridge Gas.

Requête tarifaire de 2021

Le 30 juin 2020, Enbridge Gas a déposé la phase 1 d'une requête auprès de la CEO pour l'établissement des tarifs de 2021. La requête tarifaire de 2021 a été déposée conformément aux paramètres du mécanisme d'établissement des tarifs fondés sur un modèle de RI et prévoyant le plafonnement des tarifs approuvés par la CEO pour Enbridge Gas, et elle vise la troisième année d'une période de cinq ans. Le 6 octobre 2020, Enbridge Gas a déposé auprès de la CEO une proposition de règlement pour la phase 1 et un projet d'ordonnances tarifaires provisoires, qui ont été approuvés provisoirement le 6 novembre 2020 et sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2021. La phase 2 de la requête, portant sur les exigences de financement au titre du MCS pour 2021, a été déposée le 15 octobre 2020.

MISE À JOUR SUR LE FINANCEMENT

Le 20 février 2020, nous avons émis sur les marchés des capitaux d'emprunt des États-Unis 750 M\$ US d'obligations à taux variable à deux ans. Par ailleurs, le 1^{er} avril 2020, Enbridge Gas a réalisé sur les marchés des capitaux d'emprunt canadiens un placement en deux tranches de billets à échéance de 10 ans et de 30 ans d'un montant de 1,2 G\$. Le 12 mai 2020, nous avons émis sur les marchés des capitaux d'emprunt canadiens un placement en deux tranches de billets à échéance de cinq ans et de sept ans d'un montant de 1,3 G\$. Le 8 juillet 2020, nous avons émis sur les marchés des capitaux d'emprunt des États-Unis des billets subordonnés hybrides à échéance de 60 ans d'un montant supplémentaire de 1,0 G\$ US. Grâce à ces activités sur les marchés des capitaux, nous avons achevé notre plan de financement de la dette pour 2020 et solidifié notre situation financière.

En février 2020, nous avons conclu trois nouvelles facilités de crédit non renouvelables totalisant 1,5 G\$ US. Le 31 mars 2020, nous avons établi une nouvelle facilité de crédit consortiale renouvelable d'une durée de un an et d'un montant de 1,7 G\$. Le 9 avril 2020, nous avons haussé le montant de notre nouvelle facilité de crédit de 1,3 G\$ pour en porter le montant total à 3,0 G\$, ce qui accroît grandement les liquidités à notre disposition.

En juillet 2020, nous avons prorogé jusqu'en juillet 2022 un montant d'environ 10,0 G\$ sur nos facilités de crédit prorogeables de 364 jours, y compris une option de conversion en emprunt à terme d'un an.

Le 1^{er} octobre 2020, nous avons réalisé un placement privé de billets de premier rang échéant dans 20 ans d'un montant de 300 M\$ US pour Texas Eastern et nous avons racheté par anticipation des billets de premier rang d'un montant de 300 M\$ US dont l'échéance initiale était décembre 2020.

Le 10 février 2021, nous avons conclu avec un syndicat de prêteurs une facilité de crédit liée à la durabilité d'une durée de trois ans et d'un montant de 1,0 G\$. Compte tenu de la facilité de crédit liée à la durabilité et d'autres activités de financement réalisées en 2020 ainsi que de nos robustes flux de trésorerie et notre position de liquidité actuelle, nous avons annulé notre facilité de crédit renouvelable consortiale de un an de 3,0 G\$ avant son échéance en mars 2021.

Ces activités de financement, cumulées aux activités de monétisation d'actifs décrites ci-après, procurent des liquidités importantes et devraient nous permettre de financer notre portefeuille actuel de projets d'investissement sans devoir recourir aux marchés des capitaux d'ici la fin de 2021, si l'accès aux marchés est limité ou si les prix sont peu attrayants. Voir la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement*.

MONÉTISATION D'ACTIFS

Ozark Gas Transmission et Ozark Gas Gathering

Le 1^{er} avril 2020, nous avons conclu la vente des actifs d'Ozark pour un produit au comptant d'environ 63 M\$.

Ligne de raccordement Montana-Alberta

Le 1^{er} mai 2020, nous avons conclu la vente de nos actifs de transport de la ligne de raccordement Montana-Alberta (« LRMA ») pour un produit au comptant d'environ 189 M\$.

Éolien Maritime France SAS

Le 1^{er} mai 2020, nous avons conclu une entente visant la vente de 49 % d'une entité détenant notre participation de 50 % dans Éolien Maritime France SAS (« EMF ») à l'Office d'investissement du Régime de pensions du Canada (« Investissements RPC ») pour un produit initial excédant 100 M\$. Investissements RPC financera toutes les dépenses d'aménagement futures courantes à hauteur de sa participation de 49 %. La clôture de la transaction est assujettie aux approbations réglementaires habituelles et devrait avoir lieu au premier semestre de 2021. Se reporter aux rubriques *Projets de croissance – Projets garantis sur le plan commercial – Production d'énergie renouvelable*.

REMISE EN SERVICE DU PIPELINE TEXAS EASTERN

Le 4 mai 2020, une rupture est survenue sur la canalisation 10, une conduite de gaz naturel de 30 pouces qui fait partie du réseau pipelinier de gaz naturel Texas Eastern dans le comté de Fleming, au Kentucky. On n'a rapporté aucun blessé et aucune structure n'a été endommagée par suite de cette rupture.

En 2020, nous avons entrepris un vaste programme d'intégrité pour assurer le maintien d'un service fiable et sécuritaire. Dans le cadre de ce programme, nous avons réduit la pression d'exploitation sur l'ensemble du réseau Texas Eastern pour que les travaux d'intégrité requis puissent être effectués. Au quatrième trimestre de 2020, nous avons levé les restrictions relatives à la pression du réseau et remis le réseau en service.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

| | Exercices clos les 31 décembre | | |
|--|-----------------------------------|---------|---------|
| | 2020 | 2019 | 2018 |
| <i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i> | | | |
| Bénéfice sectoriel avant intérêts, impôts et amortissement | | | |
| Oléoducs | 7 683 | 7 681 | 5 331 |
| Transport de gaz et services intermédiaires | 1 087 | 3 371 | 2 334 |
| Distribution et stockage de gaz | 1 748 | 1 747 | 1 711 |
| Production d'énergie renouvelable | 523 | 111 | 369 |
| Services énergétiques | (236) | 250 | 482 |
| Éliminations et divers | (113) | 429 | (708) |
| Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement | 10 692 | 13 589 | 9 519 |
| Amortissement | (3 712) | (3 391) | (3 246) |
| Charge d'intérêts | (2 790) | (2 663) | (2 703) |
| Charge d'impôts sur les bénéfices | (774) | (1 708) | (237) |
| Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables | (53) | (122) | (451) |
| Dividendes sur les actions privilégiées | (380) | (383) | (367) |
| Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires | 2 983 | 5 322 | 2 515 |
| Résultat par action ordinaire | 1,48 | 2,64 | 1,46 |
| Résultat dilué par action ordinaire | 1,48 | 2,63 | 1,46 |

BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

Le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été désavantagé d'un montant de 1,9 G\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- un gain hors trésorerie non réalisé de 856 M\$ (646 M\$ après impôts) lié à la juste valeur d'instruments dérivés en 2020, comparativement à un gain de 1,6 G\$ (1,2 G\$ après impôts) en 2019, 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;
- une perte cumulée de 2,1 G\$ (1,6 G\$ après impôts) liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans DCP Midstream, LLC (« DCP Midstream ») découlant d'une perte de 1,7 G\$ (1,3 G\$ après impôts) attribuable à la perte de valeur comptable de notre participation et d'une perte de 324 M\$ (244 M\$ après impôts) en 2020 comparativement à 86 M\$ (68 M\$ après impôts) en 2019 attribuable à d'autres pertes de valeur des actifs et de l'écart d'acquisition liés à DCP Midstream;
- une perte cumulée de 615 M\$ (452 M\$ après impôts) en 2020 attribuable à la perte de valeur comptable de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans Southeast Supply Header (« SESH ») et Steckman Ridge, LP (« Steckman Ridge »);
- une perte de 159 M\$ (119 M\$ après impôts) en 2020 attribuable au règlement tarifaire de Texas Eastern en février 2020 qui a rétabli le passif réglementaire au titre de l'excédent du cumul des passifs d'impôts reportés (« ECPIR ») précédemment éliminé en décembre 2018;
- les coûts de séparation, de transition et de transformation versés aux salariés de 339 M\$ (256 M\$ après impôts) en 2020, comparativement à 135 M\$ (123 M\$ après impôts) en 2019.

Les facteurs ci-dessus ont été en partie annulés par l'absence en 2020 des facteurs suivants :

- une perte de 467 M\$ après impôts nous revenant (perte sur cession de 268 M\$ et charge fiscale de 199 M\$) en 2019 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) 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) 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) en 2019 attribuable à la radiation de coûts engagés dans le cadre du projet d'accès vers le nord-est.

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 447 M\$ de la diminution du bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires découle principalement des importants facteurs commerciaux suivants :

- le recul du bénéfice du secteur Services énergétiques en raison de la compression marquée des différentiels d'emplacement et de qualité sur certains marchés ainsi que des possibilités réduites de dégager des marges bénéficiaires sur les services de transport pour les installations à l'égard desquelles nous avons des obligations de capacité;
- le recul de l'apport du secteur Oléoducs en raison d'une baisse des débits découlant de l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur l'offre et la demande de pétrole brut et de produits connexes, principalement pendant les deuxième et troisième trimestres de 2020;
- l'absence de bénéfice en 2020 des installations sous réglementation fédérale de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel, qui ont été vendues le 31 décembre 2019;
- la baisse du bénéfice du secteur Distribution et stockage de gaz imputable aux températures plus élevées;
- la hausse de la charge d'amortissement, outre la réduction de l'intérêt capitalisé, en raison de la mise en service de nouveaux actifs en 2019 et 2020, principalement le tronçon canadien dans le cadre du programme de remplacement de la canalisation 3 (« programme L3R au Canada »).

Les facteurs commerciaux ci-dessus ont été en partie annulés par les facteurs positifs suivants :

- l'apport plus important du secteur Oléoducs en raison de l'augmentation des droits repères du tarif international conjoint (« TIC »);
- la hausse du bénéfice du secteur Transport de gaz et services intermédiaires attribuable aux tarifs majorés pour Texas Eastern et Algonquin découlant des règlements tarifaires de 2020;
- la hausse du bénéfice du secteur Distribution et stockage de gaz en raison de l'accroissement des charges de distribution découlant de la majoration des tarifs et de l'élargissement de la clientèle;
- l'accroissement du bénéfice des nouveaux actifs des secteurs Oléoducs, Transport de gaz et services intermédiaires et Production d'énergie renouvelable mis en service en 2019 et en 2020;
- le recul des charges d'exploitation et d'administration en 2020 en raison de mesures d'atténuation des coûts.

PRODUITS

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

Les produits tirés du transport et des autres services se sont établis à 16,2 G\$, à 16,6 G\$ et à 14,4 G\$ pour les exercices clos respectivement les 31 décembre 2020, 2019 et 2018; 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.

Les produits générés par les activités de distribution de gaz de 3,7 G\$, de 4,2 G\$ et de 4,4 G\$ pour les exercices clos respectivement les 31 décembre 2020, 2019 et 2018 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 19,3 G\$, de 29,3 G\$ et de 27,7 G\$ pour les exercices clos respectivement les 31 décembre 2020, 2019 et 2018 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.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

OLÉODUCS

| | 2020 | 2019 | 2018 |
|--|-------|-------|-------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | |
| Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement | 7 683 | 7 681 | 5 331 |

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

Le BAIIA a été désavantagé de 139 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement un gain hors trésorerie non réalisé de 545 M\$ en 2020, comparativement à un gain de 976 M\$ en 2019, 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. Ce facteur négatif a été en partie annulé par l'absence en 2020 d'une perte de 310 M\$ en 2019 découlant de l'examen 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.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 141 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- l'apport du programme L3R au Canada mis en service le 1^{er} décembre 2019 assorti de droits supplémentaires provisoires de 0,20 \$ US le baril sur les volumes expédiés sur le réseau principal au titre des droits repères du TIC;
- l'augmentation des droits repères moyens du TIC sur notre réseau principal à 4,24 \$ US en 2020 comparativement à 4,18 \$ US en 2019;
- la hausse du débit et de l'apport du pipeline Flanagan Sud.

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

- la baisse du débit du réseau principal hors Gretna de 2 622 kb/j en 2020 comparativement à 2 705 kb/j en 2019 en raison de la demande réduite découlant de l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur l'offre et la demande de pétrole brut et de produits connexes, principalement au cours des deuxième et troisième trimestres de 2020;
- la réduction du débit ponctuel du réseau pipelinier Bakken et du réseau de pétrole brut Seaway attribuable à la dégradation des prix du pétrole brut et à l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur l'offre et la demande de pétrole brut et de produits connexes, principalement au cours des deuxième et troisième trimestres de 2020.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

| | 2020 | 2019 | 2018 |
|--|-------|-------|-------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | |
| Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement | 1 087 | 3 371 | 2 334 |

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

Le BAIIA a été désavantagé de 2,3 G\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- une perte cumulée de 2,1 G\$ liée à notre placement comptabilisé à la valeur de consolidation dans DCP Midstream découlant d'une perte de 1,7 G\$ attribuable à la perte de valeur comptable de notre participation et d'une perte de 324 M\$ en 2020, comparativement à 86 M\$ en 2019, découlant d'autres pertes de valeur des actifs et de l'écart d'acquisition liés à DCP Midstream;
- une perte cumulée de 615 M\$ en 2020 attribuable à la perte de valeur comptable de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans SESH et Steckman Ridge;

- une perte de 159 M\$ en 2020 attribuable au règlement tarifaire de Texas Eastern en février 2020 qui a rétabli le passif réglementaire au titre de l'ECPIR précédemment éliminé en décembre 2018.

Les facteurs ci-dessus ont été en partie annulés par les facteurs positifs suivants :

- l'absence en 2020 d'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;
- l'absence en 2020 d'une perte de 105 M\$ en 2019 attribuable à la radiation de coûts engagés dans le cadre du projet pipelinier d'accès vers le nord-est.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 27 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- la hausse des produits découlant des tarifs supérieurs pour Texas Eastern et Algonquin aux termes des règlements tarifaires de 2020;
- l'apport du projet de Stratton Ridge et de la deuxième phase du projet Atlantic Bridge, dont la mise en service a eu lieu respectivement aux deuxième et quatrième trimestres de 2019.

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

- l'absence de bénéfice en 2020 des installations sous réglementation fédérale de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel, qui ont été vendues le 31 décembre 2019;
- la baisse des produits tirés des actifs d'US Gas Transmission en raison des restrictions liées à la pression visant le réseau Texas Eastern;
- le rétrécissement du différentiel de base AECO-Chicago de notre coentreprise Alliance Pipeline;
- le recul des prix des marchandises se répercutant sur notre coentreprise Aux Sable.

DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

| | 2020 | 2019 | 2018 |
|--|-------|-------|-------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | |
| Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement | 1 748 | 1 747 | 1 711 |

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

Le BAIIA a été avantagé de 1 M\$ en raison principalement des importants facteurs commerciaux suivants :

- l'accroissement des charges de distribution découlant de la majoration des tarifs et de l'élargissement de la clientèle;
- les synergies réalisées dans le cadre de la fusion d'Enbridge Gas Distribution Inc. (« EGD ») et d'Union Gas Limited (« Union Gas »).

Les facteurs commerciaux positifs ci-dessus ont été en partie annulés par les facteurs suivants :

- des températures plus chaudes que la normale dans nos zones de desserte en 2020, par rapport aux températures plus froides que la normale enregistrées en 2019; comparativement aux prévisions prises en compte dans les tarifs, les températures plus chaudes en 2020 ont eu une incidence négative sur le BAIIA de 2020 d'environ 33 M\$, tandis que les températures plus froides en 2019 avaient eu une incidence positive sur le BAIIA de 2019 d'environ 67 M\$;
- l'absence en 2020 de résultats tirés de la société en commandite Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick et d'Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick Inc. (collectivement, « EGNB ») et de St. Lawrence Gas Company, Inc. (« St Lawrence Gas »), qui ont été vendues le 1^{er} octobre 2019 et le 1^{er} novembre 2019, respectivement.

PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUELABLE

| | 2020 | 2019 | 2018 |
|--|------|------|------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | |
| Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement | 523 | 111 | 369 |

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

Le BAIIA a profité d'une incidence positive de 329 M\$ attribuable à certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, découlant principalement de l'absence en 2020 d'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.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 83 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- l'apport du projet éolien extracôtier Hohe See, qui est devenu entièrement opérationnel en octobre 2019, et de l'agrandissement d'Albatros, dont l'entrée en service a eu lieu en janvier 2020;
- de plus fortes ressources éoliennes aux installations éoliennes au Canada et aux États-Unis;
- les remboursements reçus par certaines centrales éoliennes au Canada à la suite d'un changement d'exploitant.

SERVICES ÉNERGÉTIQUES

| | 2020 | 2019 | 2018 |
|--|-------|------|------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | |
| Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement | (236) | 250 | 482 |

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 2020 et 2019

Le BAIIA a été désavantagé de 98 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, notamment les suivants :

- un ajustement net positif hors trésorerie des stocks de pétrole brut et de gaz naturel de 5 M\$ en 2020, comparativement à un ajustement net positif de 91 M\$ en 2019;
- une perte hors trésorerie non réalisée de 122 M\$ en 2020, comparativement à une perte de 110 M\$ en 2019, 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 des prix des marchandises.

Après prise en compte des facteurs susmentionnés, le solde de 388 M\$ de la diminution tient compte de la compression marquée des différentiels d'emplacement et de qualité sur certains marchés et des possibilités réduites de dégager des marges bénéficiaires sur les services de transport pour les installations du secteur Services énergétiques qui ont des obligations de capacité, en partie annulée par des occasions de stockage favorables.

ÉLIMINATIONS ET DIVERS

| | 2020 | 2019 | 2018 |
|--|-------|------|-------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | |
| Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement | (113) | 429 | (708) |

L'unité Éliminations et divers comprend les charges d'exploitation et d'administration qui ne sont attribuées à aucun secteur d'activité donné et l'incidence du dénouement de couvertures du change. 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 2020 et 2019

Le BAIIA a été désavantagé de 678 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- un gain hors trésorerie non réalisé de 318 M\$ en 2020 comparativement à un gain de 671 M\$ en 2019, ce qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur découlant de la variation 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 279 M\$ en 2020, comparativement à 84 M\$ en 2019, liés principalement à notre programme de réduction volontaire de l'effectif proposé au deuxième trimestre de 2020;
- une perte de 74 M\$ en 2020 attribuable aux variations hors trésorerie d'une obligation au titre d'une garantie donnée par la société;
- une perte de 43 M\$ en 2020 attribuable à la réduction de valeur de certains placements dans les énergies émergentes et d'autres technologies.

Après prise en compte des facteurs susmentionnés, le solde de l'augmentation, soit 136 M\$, s'explique avant tout par le recul des charges d'exploitation et d'administration en 2020 en raison de mesures d'atténuation des coûts et des pertes réalisées inférieures relativement aux contrats de change.

PROJETS DE CROISSANCE – PROJETS GARANTIS SUR LE PLAN COMMERCIAL

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

| | Participation d'Enbridge | Coût en capital estimatif ¹ | Dépenses engagées à ce jour ² | État d'avancement | Date d'entrée en service prévue |
|--|-----------------------------|--|--|----------------------|---------------------------------------|
| <i>(en dollars canadiens, sauf indication contraire)</i> | | | | | |
| OLÉODUCS | | | | | |
| 1. Programme de remplacement de la canalisation 3 au Canada | 100 % | 5,3 G\$ | 5,0 G\$ | Terminé | En service |
| 2. Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis | 100 % | 4,0 G\$ US | 2,0 G\$ US | En construction | T4 – 2021 |
| 3. Prolongement de l'accès vers le sud ³ | 100 % | 0,5 G\$ US | 0,5 G\$ US | En construction | T4 – 2021 |
| 4. Autres – États-Unis | 100 % | 0,1 G\$ US | 0,1 G\$ US | En construction | T1 – 2021 |
| TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES | | | | | |
| 5. Programme de fiabilité et d'agrandissement du réseau T-South | 100 % | 1,0 G\$ | 0,7 G\$ | En construction | T4 – 2021 |
| 6. Projet Spruce Ridge ⁴ | 100 % | 0,5 G\$ | 0,2 G\$ | En construction | T4 – 2021 |
| 7. Autres – États-Unis ⁵ | Diverses | 1,0 G\$ US | 0,5 G\$ US | Divers stades | 2020 – 2023 |
| DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ | | | | | |
| 8. Remplacement de la canalisation de Windsor et renforcement du réseau d'Owen Sound | 100 % | 0,2 G\$ | 0,1 G\$ | Divers stades | En service |
| 9. Projet de remplacement de la canalisation de London | 100 % | 0,2 G\$ | Aucune dépense importante à ce jour | Pré-construction | S2 – 2021 |
| 10. Accroissement du stockage | 100 % | 0,1 G\$ | Aucune dépense importante à ce jour | Pré-construction | 2021 – 2022 |
| PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE | | | | | |
| 11. Ligne de raccordement Est-Ouest | 25,0 % | 0,2 G\$ | 0,1 G\$ | En construction | S1 – 2022 |
| 12. Projet éolien extracôtier de Saint-Nazaire, France ⁶ | 25,5 % | 0,9 G\$ (0,6 G€) | 0,1 G\$ (0,1 G€) | En construction | S2 – 2022 |
| 13. Projet éolien extracôtier de Fécamp ⁷ | 17,9 % | 0,7 G\$ (0,5 G€) | 0,1 G\$ (0,1 G€) | En construction | 2023 |

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 2020.

3 L'état d'avancement et la date de mise en service coïncideront avec l'état d'avancement et la date de mise en service du programme L3R aux États-Unis.

4 Les dépenses ont été revues au deuxième trimestre de 2020 en raison de l'ampleur des modifications.

5 Comprend le projet de phase II de Sabal Trail de 0,1 G\$ US mis en service au deuxième trimestre de 2020 et le projet de phase III d'Atlantic Bridge de 0,1 G\$ US mis en service en janvier 2021.

6 Tient compte de la vente à Investissements RPC de 49 % d'une entité détenant notre participation de 50 % dans EMF devant se clôturer au premier semestre de 2021. Après la clôture, notre apport correspondra à 0,15 G\$, le reste du projet étant financé au moyen d'un emprunt sans recours lié au projet.

7 Tient compte de la vente à Investissements RPC de 49 % d'une entité détenant notre participation de 50 % dans EMF devant se clôturer au premier semestre de 2021. Après la clôture, notre apport correspondra à 0,10 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 devraient être mis en service en 2021 :

- **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 de restaurer le débit initial d'environ 760 kb/j et de porter la capacité totale du réseau principal à environ 3,2 millions de b/j. Le tronçon au Wisconsin du programme L3R aux États-Unis est en service. Le tronçon au Minnesota est en cours de construction après l'obtention de tous les permis et approbations nécessaires. Une fois achevé, le tronçon du Dakota du Nord, dont la construction est achevée, sera mis en service une fois terminés les travaux de construction au Minnesota.

Les coûts en capital estimatifs du programme de remplacement de la canalisation 3, y compris le tronçon canadien déjà en service, ont été révisés de 8,2 G\$ à 9,3 G\$ (en devise d'origine). La hausse des coûts tient compte des travaux de construction en hiver, des techniques de construction et de protection de l'environnement à la fine pointe, du délai prolongé pour le processus réglementaire et l'obtention des permis, de l'augmentation des intérêts capitalisés et des protocoles liée à la COVID-19.

Une fois le programme de remplacement de la canalisation 3 pleinement en service, des frais supplémentaires de 0,895 \$ US le baril seront appliqués, y compris les frais supplémentaires provisoires actuels de 0,20 \$ US le baril pour le tronçon de la canalisation 3 au Canada. Par ailleurs, chaque baril du débit accru associé à la capacité restaurée de la canalisation 3 sera assujéti à des droits au titre du tarif international conjoint.

Pour d'autres faits nouveaux réglementaires 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*.

- **Prolongement de l'accès vers le sud** – prolongement de notre pipeline de pétrole brut Southern Access en exploitation pour en porter la capacité de 996 kb/j à 1 200 kb/j.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES



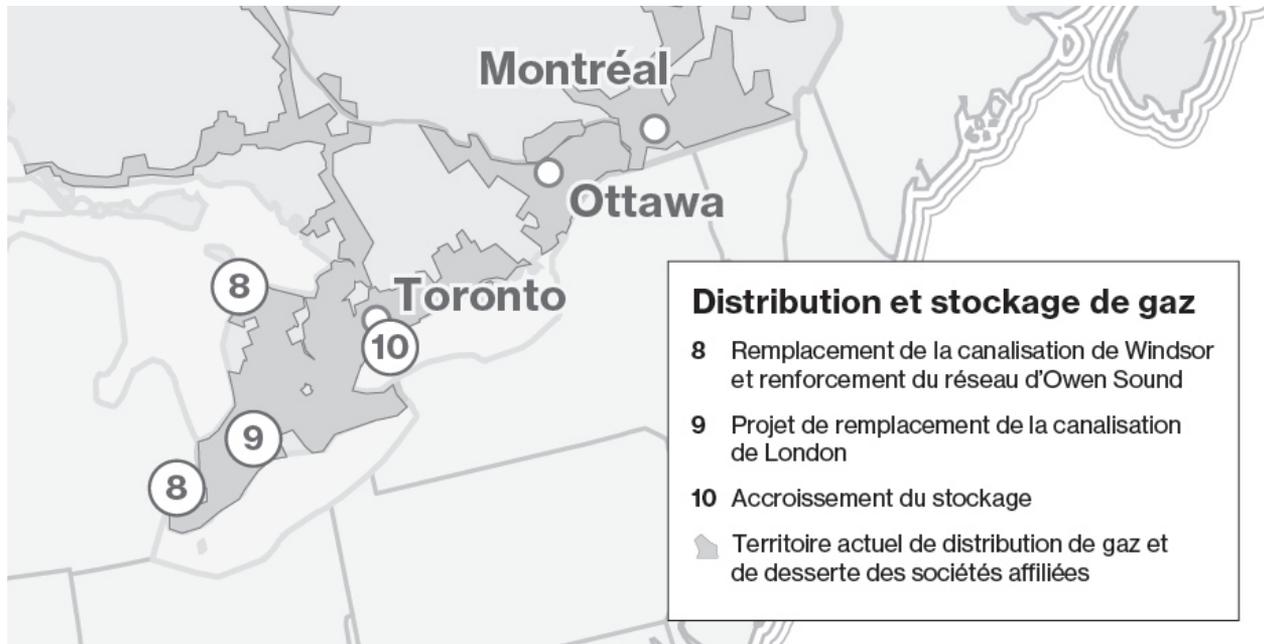
Le projet de croissance garanti sur le plan commercial suivant est entré en service en 2020 :

- **Phase II de Sabal Trail** – prolongement de notre pipeline Sabal Trail existant grâce à l'ajout de deux nouvelles stations de compression situées à Albany, en Géorgie, et à Dunnellon, en Floride.

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

- **Phase III d'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. La troisième et dernière phase d'Atlantic Bridge est entrée en service en janvier 2021 avec la mise en service de la station de compression de Weymouth.
- **Programme de fiabilité et d'agrandissement du réseau T-South** – programme de prolongement du gazoduc BC Pipeline de Westcoast 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. Leur mise en service aura lieu progressivement et l'achèvement est prévu pour le quatrième trimestre de 2021.
- **Projet Spruce Ridge** – projet de prolongement du gazoduc BC Pipeline de Westcoast 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 quatrième trimestre de 2021.

DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ



Le projet de croissance garanti sur le plan commercial suivant a été mis en service en 2020 :

- **Projets de remplacement de la canalisation de Windsor et de renforcement du réseau d'Owen Sound** – remplacement d'un tronçon d'environ 64 kilomètres de la canalisation de Windsor actuelle par un nouveau gazoduc de 6 pouces et renforcement du réseau d'Owen Sound grâce à la construction d'un gazoduc d'un diamètre de 12 pouces et d'une longueur de 34 kilomètres dans le sud-ouest de l'Ontario. Bien que la canalisation de Windsor remplacée ait été mise en service, les travaux se poursuivent sur le tronçon ouest et devraient s'achever en 2021.

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

- **Projet de remplacement de la canalisation de London** – projet visant à remplacer les deux pipelines actuels désignés collectivement comme la « canalisation de London » comprenant la construction d'un gazoduc sur une distance d'environ 90,5 kilomètres et des installations connexes dans le sud de l'Ontario.

Le projet de croissance garanti sur le plan commercial suivant devrait entrer en service en deux phases, qui se dérouleront en 2021 et 2022 :

- **Accroissement du stockage** – amélioration de nos installations de stockage à tarifs non réglementés à Dawn, en Ontario.

En octobre 2020, compte tenu de l'évolution de la demande et des incertitudes découlant de la pandémie de COVID-19, Enbridge Gas a retiré la requête qu'elle avait déposée auprès de la CEO en vue d'obtenir l'autorisation de construire l'agrandissement de Dawn-Parkway. Enbridge Gas continuera d'évaluer la nécessité de l'agrandissement en fonction de la demande et, au besoin, déposera une nouvelle requête à une date ultérieure.

PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE



Les projets de croissance garantis sur le plan commercial suivants devraient entrer en service en 2022 :

- **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.
- **Projet éolien extracôtier de Saint-Nazaire** – projet éolien situé au large de la côte ouest de la France qui devrait produire environ 480 mégawatts («MW») d'électricité. Les produits d'exploitation dans le cadre du projet s'appuient sur une convention d'achat d'électricité («CAE») à prix fixe de 20 ans assortie d'une protection supplémentaire de production d'électricité.

Le projet de croissance garanti sur le plan commercial suivant devrait entrer en service en 2023 :

- **Projet éolien extracôtier de Fécamp** – projet éolien extracôtier situé au large de la côte nord-ouest de la France qui comportera 71 éoliennes devant produire environ 500 MW d'électricité. Les produits dans le cadre du projet s'appuient sur une CAE à prix fixe de 20 ans.

Le 1^{er} mai 2020, nous avons conclu une entente visant la vente de 49 % d'une entité détenant notre participation de 50 % dans EMF à Investissements RPC, ce qui comprend le projet éolien extracôtier de Saint-Nazaire, en France, le projet éolien extracôtier de Fécamp et le projet éolien extracôtier de Courseulles-sur-Mer. Investissements RPC financera toutes les dépenses d'aménagement futures courantes à hauteur de sa participation de 49 %. La clôture de la transaction devrait avoir lieu au premier semestre de 2021.

PROJETS DE CROISSANCE – QUESTIONS DE NATURE RÉGLEMENTAIRE

Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis

Le 3 février 2020, et aux termes d'une ordonnance subséquente le 1^{er} mai 2020, la Minnesota Public Utilities Commission (« MNPUC ») a approuvé la pertinence de la deuxième étude d'impact environnemental (« EIE ») définitive 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. Le 21 mai 2020, diverses parties ont déposé des requêtes en révision auprès de la MNPUC contestant la pertinence de l'EIE, et le rétablissement par la MNPUC du certificat de nécessité et de l'approbation du tracé du pipeline. Le 1^{er} juin 2020, Enbridge et diverses parties qui appuient la société ont déposé des réponses aux pétitions déposées pour réexamen. Le 25 juin 2020, la MNPUC a rejeté toutes les requêtes en révision et réitéré ses décisions antérieures sur les trois dossiers. Après que les organismes responsables de l'octroi des permis environnementaux ont délivré leurs permis respectifs, la MNPUC a accordé son autorisation de construire à Enbridge. À l'heure actuelle, les travaux de construction se poursuivent au Minnesota, même si l'EIE ainsi que le certificat de nécessité et le tracé du pipeline font l'objet d'une révision en appel; les décisions judiciaires pourraient cependant avoir des répercussions sur les activités de construction.

Pour ce qui est des permis environnementaux, nous avons reçu toutes les licences et tous les permis requis du département des Ressources naturelles du Minnesota. L'Agence de contrôle de la pollution du Minnesota (« ACPM ») a publié un avant-projet de la certification de qualité de l'eau (« CQL ») 401 révisée en février 2020. À la suite d'une période de commentaires du public, l'ACPM a annoncé le 3 juin 2020 qu'elle tiendra une audience de contestation judiciaire au sujet de la certification de la qualité de l'eau 401. Après qu'un juge administratif a été chargé de l'affaire, le calendrier de l'audience de contestation judiciaire a été établi le 23 juin 2020. L'audience de contestation judiciaire de l'ACPM s'est terminée en août et, le 16 octobre 2020, l'ACPM a reçu une recommandation favorable du juge administratif pour les cinq questions étudiées. Le 12 novembre 2020, le commissaire de l'ACPM nous a attribué la CQL 401. Par la suite, l'Army Corps of Engineers des États-Unis (« Army Corps ») a attribué son permis 404. Tous les permis ayant été reçus, nous avons entrepris les travaux de construction le 1^{er} décembre 2020. Les travaux de construction se poursuivent au Minnesota même si la CQL 401 et le permis 404 font actuellement l'objet d'une révision en appel; les décisions judiciaires pourraient cependant avoir des répercussions sur les activités de construction.

PROJETS D'ÉNERGIE SOLAIRE AUTONOME

Station de compression de Lambertville

En octobre 2020, nous avons annoncé l'achèvement de l'aménagement et de la construction de la première centrale solaire aux États-Unis conçue pour alimenter directement une station de compression d'un gazoduc interétatique. La centrale d'énergie solaire de 2,25 MW située dans le comté de West Amwell, au New Jersey, fournira de l'énergie solaire à la station de compression de Lambertville de Texas Eastern.

Alberta Solar One

En octobre 2020, nous avons annoncé le début de la construction de notre première centrale d'énergie solaire en Alberta. La centrale d'énergie solaire d'une capacité de 10,5 MW située près de Burdett, en Alberta, produira de l'énergie solaire permettant de combler une partie des besoins en énergie de notre réseau principal au Canada. L'exploitation commerciale de la centrale est prévue pour le premier trimestre de 2021.

Station de compression de Heidlersburg

En novembre 2020, nous avons annoncé le début des travaux de construction dans le cadre du projet solaire de Heidlersburg. Ce projet produira 2,5 MW d'énergie solaire pour notre station de compression de Heidlersburg, qui compense une partie de la charge électrique de la centrale et aide à alimenter les groupes compresseurs qui permettent au gaz de circuler sur notre pipeline Texas Eastern. L'exploitation commerciale de la centrale est prévue pour le deuxième trimestre de 2021.

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 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi³/j ») de gaz naturel depuis la région d'Agua Dulce jusqu'à l'installation d'exportation de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Rio Grande de NextDecade, située dans le port de Brownsville, au Texas. Nous avons fait l'acquisition auprès de NextDecade du projet d'aménagement du pipeline Rio Bravo. De plus, nous avons conclu une entente précédente avec NextDecade aux termes 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.

- **Installation de GNL d'Annova** – nous avons conclu un accord préalable prévoyant des approvisionnements de 6,5 millions de tonnes par année pour l'installation d'exportation de GNL d'Annova, située dans le port de Brownsville, au Texas, pour une période d'au moins 20 ans, en prolongeant notre réseau actuel de Valley Crossing. Le prolongement est assujéti à l'obtention d'une décision d'investissement définitive pour l'installation 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/j de gaz à l'installation d'exportation de GNL proposée Plaquemines de Venture Global située dans la Paroisse de Plaquemine, en Louisiane. L'agrandissement dépend de la décision d'investissement finale quant à l'installation d'exportation de GNL de Plaquemines.

PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

- **Projet éolien extracôtier de Courseulles-sur-Mer** – projet éolien extracôtier situé au large de la côte nord-ouest de la France devant produire environ 448 MW d'électricité. Les produits dans le cadre du projet s'appuient sur une CAE à prix fixe de 20 ans. La décision finale d'investissement pour ce projet devrait avoir lieu en 2021.

Nous comptons en outre un éventail de travaux d'aménagement visant d'autres projets dont la progression n'a pas encore atteint le stade de projet garanti.

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 n'inclut aucune émission d'actions ordinaires supplémentaire, et c'était la considération primordiale pour la suspension de notre régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions en novembre 2018.

Ainsi qu'il est décrit à la rubrique *Faits nouveaux – Mise à jour sur le financement*, dans le contexte de la pandémie de COVID-19 et l'incidence connexe sur les marchés des capitaux, nous avons choisi de rehausser notre liquidité par le truchement de facilités de crédit supplémentaires de sorte que nous n'aurons pas à recourir aux marchés des capitaux d'ici la fin de 2021 pour financer notre portefeuille actuel de projets d'investissement si l'accès aux marchés est limité ou si les prix sont peu attrayants.

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 de titres de créance à long terme totalisant 2,5 G\$ et 2,1 G\$ US décrites ci-après en 2020.

| Entité | Type d'émission | Montant |
|--|--|-------------|
| <i>(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)</i> | | |
| Enbridge Inc. | Billets à moyen terme | 1 300 \$ |
| Enbridge Inc. | Billets à taux variable | 750 \$ US |
| Enbridge Inc. | Billets à terme subordonnés à taux fixe-fixe | 1 000 \$ US |
| Enbridge Gas Inc. | Billets à moyen terme | 1 200 \$ |
| Spectra Energy Partners, LP ¹ | Billets de premier rang | 300 \$ US |

¹ Billets émis par l'entremise de Texas Eastern, filiale en exploitation en propriété exclusive 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 2020.

| | Échéance | Total des facilités | Prélèvements ¹ | Montants disponibles |
|---|-------------------|---------------------|---------------------------|----------------------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | | |
| Enbridge Inc. | 2021-2024 | 11 854 | 8 719 | 3 135 |
| Enbridge (U.S.) Inc. | 2022-2024 | 7 007 | 492 | 6 515 |
| Pipelines Enbridge Inc. | 2022 ² | 3 000 | 1 278 | 1 722 |
| Enbridge Gas Inc. | 2022 ² | 2 000 | 1 121 | 879 |
| Total des facilités de crédit engagées | | 23 861 | 11 610 | 12 251 |

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

² La date d'échéance comprend l'option de conversion en emprunt à terme d'un an.

Le 24 février 2020, Enbridge Inc. a conclu une facilité de crédit de deux ans non renouvelable de 1,0 G\$ US avec un syndicat de prêteurs.

Le 25 février 2020, Enbridge Inc. a conclu deux facilités de crédit bilatérales non renouvelables de un an d'un montant de 500 M\$ US.

Le 31 mars 2020, Enbridge Inc. a conclu une facilité de crédit renouvelable consortiale de un an de 1,7 G\$. Le 9 avril 2020, Enbridge Inc. a exercé une clause accordéon et a augmenté le total de la facilité pour le faire passer à 3,0 G\$.

Les 23 et 24 juillet 2020, nous avons prorogé jusqu'en juillet 2022 un montant d'environ 10,0 G\$ sur nos facilités de crédit prorogéables de 364 jours, y compris une option de conversion en emprunt à terme d'un an.

Le 10 février 2021, nous avons conclu avec un syndicat de prêteurs une facilité de crédit liée à la durabilité d'une durée de trois ans et d'un montant de 1,0 G\$. Compte tenu de la facilité de crédit liée à la durabilité et d'autres activités de financement réalisées en 2020 ainsi que de nos robustes flux de trésorerie et notre position de liquidité actuelle, nous avons annulé notre facilité de crédit renouvelable consortiale de un an de 3,0 G\$ avant son échéance en mars 2021.

Outre les facilités de crédit engagées susmentionnées, nous conservons des facilités de crédit à vue non engagées de 849 M\$, sur lesquelles un montant de 533 M\$ était inutilisé au 31 décembre 2020. Au

31 décembre 2019, nous avons des facilités de crédit non engagées de 916 M\$, sur lesquelles un montant de 476 M\$ était inutilisé.

Au 31 décembre 2020, le montant net de nos liquidités disponibles totalisait respectivement 12,7 G\$, y compris 452 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie non soumis à restrictions, comme il est indiqué dans les états consolidés de la situation financière.

Nos 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 2020, 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'entreprise 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 dette/BAIIA.

En 2020, nos notations de crédit ont été maintenues comme suit :

- le 23 juillet 2020, 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 13 avril 2020, Fitch Rating Services a confirmé la notation par défaut à long terme et la notation de la dette non garantie de premier rang à BBB+, la notation des actions privilégiées de BBB-, la notation des billets subordonnés de deuxième rang à BBB- ainsi que la notation des titres de créance à court terme et des billets de trésorerie à F2 avec perspectives stables;
- le 22 décembre 2020, Moody's Investor Services, Inc. a confirmé notre notation d'émetteur et la notation de nos billets non garantis de premier rang à Baa2, la notation de nos billets subordonnés à Ba1 et la notation de nos actions privilégiées à Ba1, avec perspectives positives dans tous les cas; de plus, la notation des billets de trésorerie d'Enbridge (U.S.) Inc. a été confirmée à P-2;
- le 1^{er} décembre 2020, 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.

Aucune restriction significative ne concerne notre trésorerie. La trésorerie soumise à restrictions totalisant 38 M\$, telle qu'elle est présentée aux états consolidés de la situation financière, comprend principalement une garantie en trésorerie et les montants correspondant aux coûts futurs de cessation d'exploitation perçus et détenus en fiducie. Il est possible que nous ne puissions 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 2020 et 2019 nous avons un fonds de roulement négatif de respectivement 3,7 G\$ et 2,8 G\$. 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

| Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | 2020 | 2019 | 2018 |
|--|---------|---------|---------|
| Activités d'exploitation | 9 781 | 9 398 | 10 502 |
| Activités d'investissement | (5 177) | (4 658) | (3 017) |
| Activités de financement | (4 770) | (4 745) | (7 503) |
| Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie libellés en devises | (20) | 44 | 68 |
| Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restrictions | (186) | 39 | 50 |

Les sources et emplois importants de la trésorerie pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019 sont résumés ci-après.

Activités d'exploitation

2020

- L'augmentation des flux de trésorerie provenant de l'exploitation en 2020 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. Se reporter à la partie II, note 28, *Variation de l'actif et du passif d'exploitation*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*.
- Le facteur ci-dessus a été contré en partie par l'incidence de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents et d'autres facteurs hors exploitation, comme il est expliqué à la rubrique *Résultats 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, contrebalancée en partie 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 2020, 2019 et 2018.

| Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | 2020 | 2019 | 2018 |
|---|-------|-------|-------|
| Oléoducs | 2 032 | 2 548 | 3 102 |
| Transport de gaz et services intermédiaires | 2 066 | 1 695 | 2 578 |
| Distribution et stockage de gaz | 1 134 | 1 100 | 1 066 |
| Production d'énergie renouvelable | 81 | 23 | 33 |
| Services énergétiques | 2 | 2 | — |
| Éliminations et divers | 90 | 124 | 27 |
| Total des dépenses en immobilisations | 5 405 | 5 492 | 6 806 |

2020

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

- Un produit des cessions inférieur en 2020 comparativement à 2019, principalement en raison de la vente des installations sous réglementation fédérale de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel le 31 décembre 2019.
- Le facteur ci-dessus est partiellement annulé par l'apport moins élevé à notre satellite Gray Oak Holdings LLC en 2020, par un rendement des capitaux plus élevé provenant essentiellement de nos satellites Seaway Crude Holdings LLC, MarEn Bakken Company LLC, Gray Oak Holdings LLC et Enbridge Renewable Infrastructure Investments S.a.r.l., et par une baisse de la trésorerie nette au titre de prêts à une société affiliée en 2020 comparativement à 2019.

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 tenait 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 Midcoast Operating, L.P. et de ses filiales (« 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.

Activités de financement

2020

Les sorties de trésorerie liées aux activités de financement en 2020 sont restées stables par rapport à celles de 2019 en raison 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 à court terme émis et la baisse des remboursements de titres de créance à long terme arrivés à échéance en 2020 par rapport à 2019, ces facteurs étant annulés en partie par une baisse des émissions de titres de créance à long terme.
- L'absence en 2020 de sorties de trésorerie pour le rachat d'actions privilégiées de série 7 et de série 8 de Westcoast comparativement à 2019.
- Les facteurs susmentionnés sont contrebalancés en partie par la hausse des dividendes versés sur les actions ordinaires en 2020 étant donné la majoration du taux de dividende sur les actions ordinaires.

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 à long terme émis en 2019 en regard de 2018, ces facteurs étant annulés en partie par les remboursements plus élevés de titres de créance à long terme à leur échéance.
- La diminution des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables en 2019, essentiellement en raison du rachat des titres d'entités détenues à titre de promoteur : 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 ») au quatrième trimestre de 2018.
- L'absence en 2019 des produits touchés à la suite de la vente, au troisième trimestre de 2018, d'une partie de notre participation dans nos actifs d'énergie renouvelable au Canada et aux États-Unis à Investissements RPC.

- 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.

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 indemnités. 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 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 2020 | 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 | 65 358 | 2 942 | 12 627 | 13 001 | 36 788 |
| Obligations au titre de la charge d'intérêts ² | 34 799 | 2 417 | 4 525 | 3 918 | 23 939 |
| Emprises | 1 173 | 31 | 76 | 76 | 990 |
| Obligations au titre des régimes de retraite ³ | 151 | 151 | — | — | — |
| Contrats à long terme ⁴ | 9 660 | 3 185 | 2 286 | 1 398 | 2 791 |
| Total des obligations contractuelles | 111 141 | 8 726 | 19 514 | 18 393 | 64 508 |

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, les obligations au titre de contrats de location-financement et les ajustements à la juste valeur. 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 2021. Les cotisations sont établies conformément aux évaluations actuarielles indépendantes datées du 31 décembre 2020. Les cotisations 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 2,1 G\$ 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.

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

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 % | | | | |
| Série C ⁵ | 43 M\$ | — | — | 25 \$ | 1 ^{er} juin 2022 | Série B |
| Série D | 450 M\$ | 4,46 % | 1,11500 \$ | 25 \$ | 1 ^{er} mars 2023 | Série E |
| Série F | 500 M\$ | 4,69 % | 1,17224 \$ | 25 \$ | 1 ^{er} juin 2023 | Série G |
| Série H | 350 M\$ | 4,38 % | 1,09400 \$ | 25 \$ | 1 ^{er} septembre 2023 | Série I |
| Série J | 200 M\$ US | 4,89 % | 1,22160 \$ US | 25 \$ US | 1 ^{er} juin 2022 | Série K |
| Série L | 400 M\$ US | 4,96 % | 1,23972 \$ US | 25 \$ US | 1 ^{er} septembre 2022 | Série M |
| Série N | 450 M\$ | 5,09 % | 1,27152 \$ | 25 \$ | 1 ^{er} décembre 2023 | Série O |
| Série P | 400 M\$ | 4,38 % | 1,09476 \$ | 25 \$ | 1 ^{er} mars 2024 | Série Q |
| Série R | 400 M\$ | 4,07 % | 1,01825 \$ | 25 \$ | 1 ^{er} juin 2024 | Série S |
| Série 1 | 400 M\$ US | 5,95 % | 1,48728 \$ US | 25 \$ US | 1 ^{er} juin 2023 | Série 2 |
| Série 3 | 600 M\$ | 3,74 % | 0,93425 \$ | 25 \$ | 1 ^{er} septembre 2024 | Série 4 |
| Série 5 | 200 M\$ US | 5,38 % | 1,34383 \$ US | 25 \$ US | 1 ^{er} mars 2024 | Série 6 |
| Série 7 | 250 M\$ | 4,45 % | 1,11224 \$ | 25 \$ | 1 ^{er} mars 2024 | Série 8 |
| Série 9 | 275 M\$ | 4,10 % | 1,02424 \$ | 25 \$ | 1 ^{er} décembre 2024 | Série 10 |
| Série 11 ⁶ | 500 M\$ | 3,94 % | 0,98452 \$ | 25 \$ | 1 ^{er} mars 2025 | Série 12 |
| Série 13 ⁶ | 350 M\$ | 3,04 % | 0,76076 \$ | 25 \$ | 1 ^{er} juin 2025 | Série 14 |
| Série 15 ⁶ | 275 M\$ | 2,98 % | 0,74576 \$ | 25 \$ | 1 ^{er} septembre 2025 | Série 16 |
| Série 17 | 750 M\$ | 5,15 % | 1,28750 \$ | 25 \$ | 1 ^{er} mars 2022 | Série 18 |
| Série 19 | 500 M\$ | 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/nombre de jours dans une année) x taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois + 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/nombre de jours dans une année) 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 augmenté pour passer de 0,25305 \$ à 0,25458 \$ le 1^{er} mars 2020, a diminué pour passer de 0,25458 \$ à 0,16779 \$ le 1^{er} juin 2020, a diminué pour passer de 0,16779 \$ à 0,15975 \$ le 1^{er} septembre 2020 et a diminué pour passer de 0,15975 \$ à 0,15349 \$ le 1^{er} décembre 2020, en raison du rajustement chaque trimestre après l'émission des actions visées.

6 Les actions privilégiées des séries 11, 13 ou 15 ont été converties aux dates d'option de conversion du 1^{er} mars 2020, du 1^{er} juin 2020 ou du 1^{er} septembre 2020, respectivement. Cependant, les montants des dividendes trimestriels pour les actions des séries 11, 13 ou 15 ont été réduits pour passer de 0,27500 \$ à 0,24613 \$ le 1^{er} mars 2020, de 0,27500 \$ à 0,19019 \$ le 1^{er} juin 2020 et de 0,27500 \$ à 0,18644 \$ le 1^{er} septembre 2020, respectivement, en raison du rajustement tous les cinq ans par la suite.

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 de SEP, EEP, EEM et ENF (collectivement, les « entités détenues à titre de promoteur »). Pour plus de renseignements, se reporter à la partie II, note 20, Participations ne donnant pas le contrôle, de la rubrique 8, États financiers et données supplémentaires.

Dividendes

Nous versons des dividendes sur nos actions ordinaires chaque année depuis que nous sommes devenus une société cotée en 1953. En décembre 2020, nous avons annoncé une hausse de 3 % de notre dividende trimestriel, ainsi porté à 0,835 \$ par action ordinaire, soit un dividende annuel de 3,34 \$, avec prise d'effet pour le dividende payable le 1^{er} mars 2021.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019, les dividendes payés ont totalisé 6,6 G\$ et 6,0 G\$, respectivement, dont 6,6 G\$ et 6,0 G\$, respectivement, ont été payés au comptant et reflétés dans les activités de financement.

Le 7 décembre 2020, notre conseil d'administration a déclaré les dividendes trimestriels ci-dessous. Tous les dividendes sont payables le 1^{er} mars 2021 aux actionnaires inscrits le 12 février 2021.

| | Dividende par action |
|---|----------------------|
| Actions ordinaires ¹ | 0,83500 \$ |
| Actions privilégiées, série A | 0,34375 \$ |
| Actions privilégiées, série B | 0,21340 \$ |
| Actions privilégiées, série C ² | 0,15349 \$ |
| 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 | 0,27369 \$ |
| Actions privilégiées, série R | 0,25456 \$ |
| Actions privilégiées, série 1 | 0,37182 \$ US |
| Actions privilégiées, série 3 | 0,23356 \$ |
| Actions privilégiées, série 5 | 0,33596 \$ US |
| Actions privilégiées, série 7 | 0,27806 \$ |
| Actions privilégiées, série 9 | 0,25606 \$ |
| Actions privilégiées, série 11 ³ | 0,24613 \$ |
| Actions privilégiées, série 13 ⁴ | 0,19019 \$ |
| Actions privilégiées, série 15 ⁵ | 0,18644 \$ |
| Actions privilégiées, série 17 | 0,32188 \$ |
| Actions privilégiées, série 19 | 0,30625 \$ |

1 Le dividende trimestriel par action ordinaire a été majoré de 3 %, passant de 0,81 \$ à 0,835 \$ le 1^{er} mars 2021.

2 Le dividende trimestriel par action payé sur les actions de série C a augmenté, passant de 0,25305 \$ à 0,25458 \$ le 1^{er} mars 2020, a diminué, passant de 0,25458 \$ à 0,16779 \$ le 1^{er} juin 2020, a diminué, passant de 0,16779 \$ à 0,15975 \$ le 1^{er} septembre 2020, et a diminué, passant de 0,15975 \$ à 0,15349 \$ le 1^{er} décembre 2020, en raison de la refixation du taux de dividende trimestriel après la date d'émission des actions privilégiées de série C.

3 Le dividende trimestriel par action de la série 11 a diminué, passant de 0,275 \$ à 0,24613 \$ le 1^{er} mars 2020, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1^{er} mars 2020 et tous les cinq ans par la suite.

4 Le dividende trimestriel par action de la série 13 a diminué, passant de 0,275 \$ à 0,19019 \$ le 1^{er} juin 2020, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1^{er} juin 2020 et tous les cinq ans par la suite.

5 Le dividende trimestriel par action de la série 15 a diminué, passant de 0,275 \$ à 0,18644 \$ le 1^{er} septembre 2020, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1^{er} septembre 2020 et tous les cinq ans par la suite.

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS SOMMAIRES

Le 22 janvier 2019, Enbridge a conclu des conventions de fiducie supplémentaires avec ses filiales en propriété exclusive, SEP et EEP (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. Les sociétés en commandite ont par ailleurs conclu des conventions de fiducie supplémentaires avec Enbridge aux termes desquelles elles ont garanti pleinement et inconditionnellement, à titre de créances de premier rang non garanties, les billets de premier rang émis par Enbridge postérieurement au 22 janvier 2019. En conséquence de ces garanties, les porteurs de billets garantis des sociétés en commandite en circulation (« billets garantis des sociétés en commandite ») 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 (« billets garantis d'Enbridge »), 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 partie 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 4,600 % échéant en 2021 | Billets à 4,200 % échéant en 2021 |
| Billets de premier rang à 4,750 % échéant en 2024 | Billets à 5,875 % échéant en 2025 |
| Billets de premier rang à 3,500 % échéant en 2025 | Billets à 5,950 % échéant en 2033 |
| Billets de premier rang à 3,375 % échéant en 2026 | Billets à 6,300 % échéant en 2034 |
| Billets de premier rang à 5,950 % échéant en 2043 | Billets à 7,500 % échéant en 2038 |
| Billets de premier rang à 4,500 % échéant en 2045 | Billets à 5,500 % échéant en 2040 |
| | Billets à 7,375 % échéant en 2045 |

1 Au 31 décembre 2020, le montant total de capital des billets de SEP en circulation s'établissait à environ 3,5 G\$ US.

2 Au 31 décembre 2020, 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 américains ¹ | Libellés en dollars canadiens ² |
|---|---|
| Billet à taux variable échéant en 2022 | Billets de premier rang à 4,260 % échéant en 2021 |
| Billets de premier rang à 2,900 % échéant en 2022 | Billets de premier rang à 3,160 % échéant en 2021 |
| Billets de premier rang à 4,000 % échéant en 2023 | Billets de premier rang à 4,850 % échéant en 2022 |
| Billets de premier rang à 3,500 % échéant en 2024 | Billets de premier rang à 3,190 % échéant en 2022 |
| Billets de premier rang à 2,500 % échéant en 2025 | Billets de premier rang à 3,940 % échéant en 2023 |
| Billets de premier rang à 4,250 % échéant en 2026 | Billets de premier rang à 3,940 % échéant en 2023 |
| Billets de premier rang à 3,700 % échéant en 2027 | Billets de premier rang à 3,950 % échéant en 2024 |
| Billets de premier rang à 3,125 % échéant en 2029 | Billets de premier rang à 2,440 % échéant en 2025 |
| Billets de premier rang à 4,500 % échéant en 2044 | Billets de premier rang à 3,200 % échéant en 2027 |
| Billets de premier rang à 5,500 % échéant en 2046 | Billets de premier rang à 6,100 % échéant en 2028 |
| Billets de premier rang à 4,000 % échéant en 2049 | 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 2020, le montant total de capital des billets d'Enbridge libellés en dollars américains en circulation s'établissait à environ 7,5 G\$ US.

² Au 31 décembre 2020, le montant total de capital des billets d'Enbridge libellés en dollars canadiens en circulation s'établissait à environ 8,3 G\$.

La Règle 3-10 du Règlement S-X de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (la « SEC ») prévoit une dispense des exigences de l'*Exchange Act* en matière de présentation de l'information pour les filiales entièrement consolidées émettrices de titres garantis et les filiales garantes et permet la présentation des renseignements financiers sommaires en remplacement du dépôt d'états financiers distincts pour chacune des sociétés en commandite.

Les états combinés résumés des résultats et de la situation financière qui suivent présentent les soldes d'EEP, de SEP et d'Enbridge sur une base combinée.

États combinés résumés des résultats

| | Exercice clos le 31 décembre 2020 |
|--|--------------------------------------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | |
| Perte d'exploitation | (144) |
| Bénéfice | 2 073 |
| Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires | 1 696 |

États combinés résumés de la situation financière

| | 31 décembre 2020 | 31 décembre 2019 |
|---|------------------|------------------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | |
| Montants à recevoir de sociétés affiliées | 2 108 | 741 |
| Montants à recevoir de sociétés affiliées au titre de prêts à court terme | 4 926 | 5 652 |
| Autres actifs à court terme | 375 | 487 |
| Montants à recevoir de sociétés affiliées au titre de prêts à long terme | 43 217 | 49 745 |
| Autres actifs à long terme | 4 237 | 4 615 |
| Montants à payer à des sociétés affiliées | 1 267 | 1 171 |
| Montants à payer à des sociétés affiliées au titre de prêts à court terme | 4 117 | 4 416 |
| Autres passifs à court terme | 5 628 | 5 854 |
| Montants à payer à des sociétés affiliées au titre de prêts à long terme | 32 035 | 36 798 |
| Autres passifs à long terme | 41 353 | 37 094 |

Les billets garantis d'Enbridge et les billets garantis des sociétés en commandite sont structurellement subordonnés aux titres de créance des filiales non garanties pour ce qui est des actifs de ces dernières.

En vertu de la loi américaine sur les faillites et les dispositions comparables des lois étatiques sur les transferts frauduleux, une garantie peut être annulée, ou les créances peuvent être subordonnées à toute autre dette de ce garant si, entre autres, le garant, au moment où la garantie à l'égard de la dette est confirmée, ou dans certains États, lorsque les paiements deviennent exigibles aux termes de la garantie :

- a reçu un montant inférieur à la valeur équivalente raisonnable ou à une indemnisation juste en contrepartie de la garantie et était insolvable ou l'est devenu en raison de celle-ci;
- prenait part à des activités ou une opération pour lesquelles l'actif résiduel du garant représentait un capital déraisonnablement insuffisant;
- avait l'intention de contracter, ou croyait qu'il contracterait, des dettes au-delà de sa capacité de les rembourser à leur échéance.

Les garanties inhérentes aux billets garantis d'Enbridge renferment des dispositions visant à limiter le montant maximal de responsabilité que les sociétés en commandite assumeront sans créer d'obligations aux termes de la garantie qui soient une cession ou un transfert frauduleux en vertu des lois fédérales ou étatiques des États-Unis.

Chacune des sociétés en commandite dispose d'un droit de contribution de l'autre société en commandite quant à 50 % de tous les paiements, dommages et dépenses engagées par la société en commandite pour s'acquitter de ses obligations aux termes des garanties des billets garantis d'Enbridge.

Selon les modalités de l'accord de garantie et des actes complémentaires pertinents, les garanties d'une société en commandite à l'égard des billets garantis d'Enbridge seront inconditionnellement libérées automatiquement lorsque se produit l'un quelconque des événements suivants :

- toute vente, tout échange ou tout transfert direct ou indirect, par voie de fusion, de vente ou de transfert de participations en actions ou autrement, à toute personne qui n'est pas une personne affiliée d'Enbridge ou à toute société en commandite directe ou indirecte d'Enbridge ou d'autres participations en actions dans une telle société en commandite qui donne lieu à la cessation de la comptabilisation de la société en commandite en tant que filiale consolidée d'Enbridge;
- la fusion de cette société en commandite avec Enbridge ou l'autre société en commandite ou la liquidation et la dissolution de cette société en commandite;
- le remboursement intégral ou la libération ou l'extinction des billets garantis d'Enbridge, ainsi que le prévoit l'acte de fiducie ou l'entente de garantie pertinents;
- pour ce qui est d'EEP, le remboursement intégral ou la libération ou l'annulation de chacun des billets d'EEP susmentionnés visés par le consentement;
- pour ce qui est de SEP, le remboursement intégral ou la libération ou l'annulation de chacun des billets de SEP susmentionnés visés par le consentement;
- pour ce qui est de toute série de billets garantis d'Enbridge, moyennant le consentement d'au moins la majorité des porteurs du montant en capital en circulation des séries de billets garantis d'Enbridge.

Les obligations de garantie d'Enbridge quant aux billets garantis de société en commandite prendront fin à l'égard de toute série de billets garantis de société en commandite si cette série est libérée ou annulée.

Les sociétés en commandite garantissent les obligations d'Enbridge aux termes des facilités de crédit en vigueur.

FAITS NOUVEAUX EN MATIÈRE JURIDIQUE ET AUTRES

OLÉODUCS

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 (« cour de district »), contestant la légalité de la servitude de l'Army Corps pour le pipeline Dakota Access, y compris la pertinence de l'analyse environnementale et du processus de consultation des peuples tribaux de l'Army Corps. Les tribus Sioux d'Oglala et Sioux de Yankton ont également intenté des poursuites alléguant des revendications semblables.

Le 14 juin 2017, la cour de district a conclu que l'analyse environnementale de l'Army Corps était déficiente et a instruit l'Army Corps d'examiner plus à fond les risques de déversement pour le pipeline Dakota Access. En août 2018, l'Army Corps a achevé l'analyse environnementale plus approfondie requise par l'ordonnance de la cour de district et a réitéré la délivrance de la servitude pour le pipeline Dakota Access. Les quatre tribus défenderesses ont depuis modifié leur requête afin d'inclure des revendications quant à la pertinence de la décision de renvoi à l'Army Corps en août 2018.

Le 25 mars 2020, en réponse aux arguments des tribus, la cour de district a conclu que l'analyse environnementale de l'Army Corps sur renvoi était déficiente et a instruit l'Army Corps de réaliser une EIE pour résoudre la controverse en suspens au sujet des conséquences possibles de déversements attribuables au pipeline Dakota Access. Le 6 juillet 2020, la cour de district a rendu une décision invalidant la servitude de l'Army Corps pour le pipeline Dakota Access et ordonnant la fermeture du pipeline au plus tard le 5 août 2020. Dakota Access, LLC et l'Army Corps ont appelé de cette décision et ont présenté à la Cour d'appel des États-Unis pour la circonscription du District de Columbia une requête en suspension dans l'attente de l'appel. Le 5 août 2020, la Cour d'appel des États-Unis a suspendu l'ordonnance du 6 juillet de la cour de district ordonnant de fermer et de vider le pipeline au plus tard le 5 août, mais elle n'a pas suspendu l'ordonnance du 25 mars de la cour de district instruisant l'Army Corps de réaliser une EIE ni l'ordonnance du 6 juillet de la cour de district invalidant la servitude pour le pipeline Dakota Access.

Le 26 janvier 2021, la Cour d'appel des États-Unis a confirmé la décision de la cour de district, maintenant que l'Army Corps est tenu de préparer une EIE et invalidant la servitude de l'Army Corps pour le pipeline Dakota Access. La Cour d'appel des États-Unis a également déterminé que, à moins de considérer la fermeture du pipeline Dakota Access dans le contexte d'une procédure d'injonction, la cour de district ne peut ordonner la cessation de l'exploitation du pipeline Dakota Access. Bien qu'il ne s'agisse pas d'une question débattue devant la Cour, la Cour d'appel des États-Unis a également reconnu que l'Army Corps pourrait envisager de poursuivre les activités du pipeline Dakota Access sans servitude.

À la cour de district, les tribus plaignantes ont demandé que la cour de district empêche l'exploitation du pipeline Dakota Access jusqu'à ce que l'EIE de l'Army Corps soit terminée et que la servitude du pipeline Dakota Access soit rétablie. Dakota Access, LLC et l'Army Corps s'opposent toutes deux à la demande d'injonction des tribus. Tous les exposés devant la cour de district au sujet de l'arrêt de l'exploitation du pipeline Dakota Access sont maintenant terminés. Les parties devront se présenter de nouveau devant la cour de district le 9 avril 2021.

Conduites jumelles de la canalisation 5 – Servitude

En 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 qui nous a été accordée en 1953 pour l'exploitation de la canalisation 5 dans le détroit de Mackinac (le « détroit ») est invalide et d'interdire l'exploitation de la canalisation 5 dans le détroit dès que possible suivant un préavis raisonnable afin de permettre les ajustements ordonnés par les parties touchées. La requête et la requête incidente pour jugement sommaire ont été présentées le 22 mai 2020 et un exposé complémentaire sur la prépondérance des lois fédérales s'est terminé le 6 juillet 2020. La cour a laissé ces requêtes en suspens dans l'attente de l'évolution du cas devant la Cour fédérale.

Le 13 novembre 2020, la gouverneure du Michigan et le directeur du département des Ressources naturelles du Michigan nous ont informés que l'État révoquait et résiliait la servitude accordée en 1953 qui permet à la canalisation 5 d'être exploitée sous le détroit. La lettre de notification indiquait que la révocation découlait d'une « violation d'une doctrine de confiance publique » et d'une « tendance persistante et de longue date à ne pas se conformer aux conditions de la servitude et à la norme de diligence raisonnable ». L'avis exige que le tronçon de la canalisation 5 qui traverse le détroit soit fermé d'ici mai 2021. L'État a également intenté, le 13 novembre 2020, une poursuite auprès de la cour de circuit du comté d'Ingham du Michigan pour les mesures déclaratoires et injonctives visant à valider et à exécuter l'avis. Le 24 novembre 2020, nous avons déposé auprès de la cour de district des États-Unis pour le district ouest du Michigan un avis de renvoi de la plainte déposée par l'État en novembre à la Cour fédérale et une plainte par voie de redressement déclaratoire et d'injonction qui demandait à la cour de district des États-Unis d'enjoindre à la gouverneure de renoncer à toute mesure visant à empêcher ou à entraver le fonctionnement de la canalisation 5. Cela comprenait la révocation ou la résiliation de la servitude de 1953 permettant au pipeline de traverser le détroit, car la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (« PHMSA ») est l'organisme de réglementation fédéral exclusif et que les avis et poursuites de l'État violent la loi fédérale. Nous avons demandé au juge de la Cour fédérale affecté à l'affaire, le juge Neff, de déposer une requête pour rejeter la plainte de novembre de l'État et l'État a déposé une requête pour renvoyer l'affaire au tribunal étatique et déposé une requête pour rejeter notre demande de renvoi à la Cour fédérale. La Cour a prévu une conférence préparatoire à la requête pour le 17 février 2021.

Le 12 janvier 2021, nous avons répondu à l'avis de révocation et de résiliation de servitude de la gouverneure. Notre réponse a) démontre le respect de la servitude de 1953 et de l'entente de 2018 au sujet du tunnel, b) réfute les faussetés de l'avis de l'État, c) montre que l'État n'a pas tenu compte des preuves démontrant notre conformité à la servitude et d) soutient que l'État manque à ses obligations envers nous en vertu de l'entente de servitude et de l'entente au sujet du tunnel. Notre réponse indique également que nous avons l'intention d'exploiter la canalisation 5 jusqu'à ce que le pipeline de remplacement sous le détroit dans le tunnel des Grands Lacs soit mis en service, conformément à notre entente avec l'État du Michigan et conformément aux exigences réglementaires fédérales.

Nous défendrons vigoureusement notre capacité d'exploiter la canalisation 5 en vertu de la servitude de 1953 dans l'attente du dénouement des poursuites judiciaires en instance et nous nous attendons à ce que nos positions juridiques l'emportent.

Les activités liées à la construction se poursuivent pour le projet de tunnel dans les Grands Lacs. Le 29 janvier 2021, le département de l'Environnement, des Grands Lacs et de l'Énergie du Michigan a délivré les permis requis pour les zones humides et les terres submergées ainsi que les permis au titre du National Pollutant Discharge Elimination System. Nous continuons de travailler avec l'Army Corps et la Michigan Public Service Commission aux fins de l'obtention des autres permis et des autorisations réglementaires.

Conduites jumelles de la canalisation 5 – Interruption temporaire

Le 18 juin 2020, pendant les travaux d'entretien saisonniers sur la canalisation 5, nous avons découvert qu'un support d'ancrage s'était déplacé. Nous avons immédiatement fermé le pipeline et avisé l'État et la PHMSA, l'organisme fédéral qui réglemente nos activités. Le problème a été confiné au tronçon est de la canalisation 5 et une inspection du tronçon ouest de la canalisation 5 a confirmé que les supports d'ancrage et le pipeline sur ce tronçon ne présentaient aucun problème et n'avaient subi aucun dommage. La reprise de l'exploitation du tronçon ouest de la canalisation 5 a eu lieu le 20 juin 2020 et l'examen du tronçon est de la canalisation 5 a été amorcé.

Le 22 juin 2020, la procureure générale du Michigan, au nom de l'État, a déposé une ordonnance d'interdiction provisoire auprès de la cour de circuit du comté d'Ingham du Michigan pour interrompre l'exploitation du tronçon ouest de la canalisation 5 et pour assurer que le tronçon est de la canalisation 5 n'est pas remis en exploitation. De plus, l'ordonnance d'interdiction provisoire avait pour but d'imposer la communication des renseignements légalement requis à l'État pour déterminer si l'exploitation de la canalisation 5 dans le détroit est sécuritaire. Une ordonnance a été délivrée le 25 juin 2020 interdisant l'exploitation de la canalisation 5 jusqu'à la tenue d'une audience sur la requête en injonction préliminaire de l'État le 30 juin 2020. Le 1^{er} juillet 2020, à la suite de l'audience, l'ordonnance d'interdiction provisoire a été modifiée pour permettre la remise en exploitation du tronçon ouest de la canalisation 5 aux fins d'une inspection en conduite, qui a réitéré que la canalisation n'avait subi aucun dommage et qu'elle pouvait être exploitée en toute sécurité. Le tronçon ouest a alors été remis en exploitation. Après qu'ont été présentés à la PHMSA des renseignements supplémentaires, y compris les résultats des inspections internes confirmant que le tronçon est pouvait être exploité en toute sécurité, la cour a signé le 9 septembre 2020 une ordonnance conclue entre Enbridge et l'État permettant la remise en service du tronçon est. Le tronçon est a été remis en exploitation le 10 septembre 2020. Le 24 septembre 2020, la cour a signé une ordonnance stipulant l'entière résolution de la demande d'injonction temporaire et de l'injonction préliminaire.

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.

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 réalisons une évaluation de la dépréciation de l'écart d'acquisition au niveau des unités d'exploitation au 1^{er} avril de chaque année. Les unités d'exploitation sont déterminées en évaluant 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 une évaluation de dépréciation quantitative. Dans le cadre d'une 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 une évaluation de dépréciation quantitative de l'écart d'acquisition.

Cette évaluation 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 des modèles 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 fonds de roulement. Les projections de flux de trésorerie comprennent une part importante de jugement et d'hypothèses relatives aux taux d'actualisation 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.

Notre évaluation annuelle la plus récente du solde de l'écart d'acquisition a eu lieu le 1^{er} avril 2020. En date du 1^{er} avril 2020, nos unités d'exploitation étaient de même niveau que nos secteurs isolables. Nous n'avons pas choisi d'effectuer une évaluation qualitative. Nous avons plutôt effectué une évaluation de dépréciation quantitative des unités d'exploitation suivantes : Oléoducs, Transport de gaz et secteur intermédiaire et Distribution et stockage de gaz. Notre évaluation de dépréciation quantitative en date du 1^{er} avril 2020 n'a donné lieu à aucune charge pour perte de valeur. De plus, nous n'avons pas repéré d'indicateurs de dépréciation de l'écart d'acquisition pour le reste de 2020.

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.

En ce qui a trait aux participations dans des satellites, nous déterminons à chaque date de clôture si des éléments probants objectifs indiquent qu'une participation a subi une dépréciation. Pour ce faire, nous effectuons une analyse quantitative et qualitative des facteurs qui influent sur la participation. Lorsque les éléments probants indiquent une dépréciation, nous 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 la participation.

La juste valeur de l'actif 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 de l'actif 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 CEO, 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 CEO.

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 2020 et 2019, nos actifs réglementaires s'élevaient à 5,6 G\$ et à 5,1 G\$, respectivement, et nos passifs réglementaires totalisaient 3,4 G\$ et 3,1 G\$, respectivement.

Amortissement

Les immobilisations corporelles, qui forment la plus grande partie de notre actif avec une valeur comptable nette de 94,6 G\$ et de 93,7 G\$ aux 31 décembre 2020 et 2019, 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 2020, d'une variation de 0,5 % des principales hypothèses en matière de prestations de retraite et d'avantages complémentaires de retraite (« ACR »).

| | Canada | | États-Unis | |
|--|------------|--------|------------|--------|
| | Obligation | Charge | Obligation | Charge |
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | | |
| Prestations de retraite | | | | |
| Diminution du taux d'actualisation | 400 | 35 | 71 | 5 |
| Diminution du rendement prévu des actifs | — | 19 | — | 6 |
| Diminution du taux d'augmentation des salaires | (75) | (16) | (6) | (1) |
| ACR | | | | |
| Diminution du taux d'actualisation | 27 | 1 | 14 | — |
| Diminution du rendement prévu des actifs | S.O. | S.O. | — | 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 2020 et 2019. 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 3 %.

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 au moyen de l'exécution de tels swaps taux fixe-taux variable. Au 31 décembre 2020, 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 2,3 %.

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.

RISQUE LIÉ À LA PANDÉMIE DE COVID-19

La propagation de la COVID-19 a entraîné une forte volatilité au Canada, aux États-Unis et sur les marchés internationaux. Malgré les mesures proactives que nous avons prises pour assurer une livraison sécuritaire et fiable de l'énergie pendant la pandémie, il demeure impossible de prévoir les conséquences de la COVID-19 sur nos activités en raison de la nature changeante des circonstances.

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 2020. 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. Aux 31 décembre 2020 et 2019, les flux de trésorerie à risque se chiffraient à 128 M\$ et à 113 M\$ ou 1,2 % et 1,2 % 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 2020. 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.

ÉVALUATIONS 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.

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 (collectivement, la « société ») aux 31 décembre 2020 et 2019 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 2020, ainsi que des notes y afférentes (collectivement, les « états financiers consolidés »). Nous avons également effectué l'audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société au 31 décembre 2020, selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework (2013)* publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (le « COSO »).

À notre avis, les états financiers consolidés susmentionnés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la société aux 31 décembre 2020 et 2019 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 2020, conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique. De plus, à notre avis, la société maintenait, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2020, 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 qu'elle fait de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière figurant dans le « Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière » ci-joint. Notre responsabilité consiste à exprimer des opinions sur les états financiers consolidés de la société et sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société, 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 conformément aux 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 sont exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent d'erreurs ou de fraudes, et qu'un contrôle interne à l'égard de l'information financière efficace a été maintenu, dans tous ses aspects significatifs.

PricewaterhouseCoopers LLP/s.r.l./s.e.n.c.r.l.
111 5 Avenue SW, Suite 3100, Calgary, Alberta, Canada T2P 5L3
Tél. : +1 403 509 7500, Téléc. : +1 403 781 1825

« PwC » s'entend de PricewaterhouseCoopers LLP/s.r.l./s.e.n.c.r.l., une société à responsabilité limitée de l'Ontario.

Nos audits des états financiers consolidés ont compris la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent d'erreurs ou de fraudes, et la mise en œuvre de procédures en réponse à ces risques. Ces procédures ont compris le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des informations fournies dans les états financiers consolidés. Nos audits ont également compris l'évaluation des principes comptables retenus et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation 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, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, ainsi que des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne en fonction de notre évaluation du risque. Nos audits ont également compris la mise en œuvre des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que nos audits constituent un fondement raisonnable à nos opinions.

Définition et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une entité 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. Il comprend les politiques et procédures qui : i) concernent la tenue de comptes suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des transactions et des cessions d'actifs de l'entité, ii) fournissent une assurance raisonnable que les transactions sont enregistrées comme il se doit pour préparer les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de l'entité 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 l'entité qui pourrait avoir une incidence significative sur les 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 significatives par rapport 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 connexes.

Évaluation de la 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 32 688 M\$ au 31 décembre 2020. La direction réalise une évaluation de la 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 une évaluation de dépréciation quantitative. 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. L'évaluation quantitative de la 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 les flux de trésorerie actualisés et sur des multiples de capitalisation. La détermination de la juste valeur au moyen des 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 prévues et au niveau du fonds 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, la direction a choisi d'effectuer une évaluation quantitative de la dépréciation de l'écart d'acquisition pour les unités d'exploitation suivantes : Oléoducs, Transport de gaz et services intermédiaires (« Transport de gaz ») et Distribution et stockage de gaz (« Distribution de gaz »).

Les faits suivants ont permis de déterminer que la mise en œuvre des procédures liées à l'évaluation de la dépréciation de l'écart d'acquisition constitue une question critique de l'audit essentiellement en raison du fait que la direction a posé un jugement important lors de l'élaboration des hypothèses importantes ayant trait aux taux d'actualisation, au bénéfice d'exploitation projeté, aux dépenses en immobilisations futures prévues et aux multiples de capitalisation servant à estimer la juste valeur des unités d'exploitation Oléoducs, Transport de gaz et Distribution de gaz. Cela a nécessité un niveau élevé de jugement, d'effort et de subjectivité de la part de l'auditeur dans l'exécution des procédures visant à évaluer les hypothèses importantes utilisées par la direction aux fins de l'évaluation quantitative de ces unités d'exploitation. De plus, des professionnels ayant des compétences et des connaissances spécialisées ont apporté leur aide dans le cadre des travaux d'audit.

Le traitement de cette question a consisté à mettre en œuvre des procédures et à évaluer les éléments probants nécessaires à la formulation d'une opinion globale sur les états financiers consolidés. Dans le cadre de ces procédures, l'efficacité des contrôles liés à l'évaluation de la dépréciation de l'écart d'acquisition réalisée par la direction, y compris les contrôles relatifs à la détermination des estimations de la juste valeur des unités d'exploitation Oléoducs, Transport de gaz et Distribution de gaz a été testée. Ces procédures consistaient également à tester le processus utilisé par la direction dans l'établissement des estimations de la juste valeur des unités d'exploitation Oléoducs, Transport de gaz et Distribution de gaz; à tester le caractère approprié des modèles de flux de trésorerie actualisés et de multiples de capitalisation; à tester l'exhaustivité, l'exactitude et la pertinence des données sous-jacentes utilisées dans les modèles; de même qu'à évaluer le caractère raisonnable des hypothèses importantes utilisées par la direction pour déterminer les justes valeurs de ces unités d'exploitation, y compris les taux d'actualisation, le bénéfice d'exploitation projeté, les dépenses en immobilisations 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, ces procédures ont consisté à évaluer 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 volets de l'audit. Des professionnels ayant des compétences et des connaissances spécialisées ont apporté leur aide pour évaluer le 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 12 février 2021

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

ENBRIDGE INC. ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

| Exercices clos les 31 décembre | 2020 | 2019 | 2018 |
|--|---------------|---------|---------|
| <i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i> | | | |
| Produits d'exploitation | | | |
| Ventes de marchandises | 19 259 | 29 309 | 27 660 |
| Ventes liées à la distribution de gaz | 3 663 | 4 205 | 4 360 |
| Transport et autres services | 16 165 | 16 555 | 14 358 |
| Total des produits d'exploitation (note 4) | 39 087 | 50 069 | 46 378 |
| Charges d'exploitation | | | |
| Coûts des marchandises | 18 890 | 28 802 | 26 818 |
| Coûts liés à la distribution de gaz | 1 779 | 2 202 | 2 583 |
| Exploitation et administration | 6 749 | 6 991 | 6 792 |
| Amortissement | 3 712 | 3 391 | 3 246 |
| Perte de valeur d'actifs à long terme (note 8 et note 11) | — | 423 | 1 104 |
| Perte de valeur de l'écart d'acquisition (note 8 et note 16) | — | — | 1 019 |
| Total des charges d'exploitation | 31 130 | 41 809 | 41 562 |
| Bénéfice d'exploitation | 7 957 | 8 260 | 4 816 |
| Quote-part du bénéfice des satellites (note 13) | 1 136 | 1 503 | 1 509 |
| Perte de valeur des satellites (note 13) | (2 351) | — | — |
| Autres produits (charges) | | | |
| Gain (perte) de change net | 181 | 477 | (522) |
| Perte sur cessions | (17) | (300) | (46) |
| Autres | 74 | 258 | 516 |
| Charge d'intérêts (note 18) | (2 790) | (2 663) | (2 703) |
| Bénéfice avant impôts sur les bénéfices | 4 190 | 7 535 | 3 570 |
| Charge d'impôts (note 25) | (774) | (1 708) | (237) |
| Bénéfice | 3 416 | 5 827 | 3 333 |
| Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables | (53) | (122) | (451) |
| Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle | 3 363 | 5 705 | 2 882 |
| Dividendes sur les actions privilégiées | (380) | (383) | (367) |
| Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires | 2 983 | 5 322 | 2 515 |
| Résultat par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (note 6) | 1,48 | 2,64 | 1,46 |
| Résultat dilué par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (note 6) | 1,48 | 2,63 | 1,46 |

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

ENBRIDGE INC. ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

| Exercices clos les 31 décembre | 2020 | 2019 | 2018 |
|--|----------------|---------|-------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | |
| Bénéfice | 3 416 | 5 827 | 3 333 |
| Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts | | | |
| Variation des pertes non réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie | (457) | (437) | (153) |
| Variation des gains (pertes) non réalisés sur les couvertures d'investissement net | 102 | 281 | (458) |
| Autres éléments du résultat global des satellites | (1) | 40 | 38 |
| Éléments exclus des couvertures de juste valeur | 5 | — | — |
| Reclassement dans le résultat des pertes sur les couvertures de flux de trésorerie | 198 | 127 | 152 |
| Reclassement dans le résultat des montants au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite | 13 | 13 | 12 |
| Pertes actuarielles sur les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite | (167) | (96) | (52) |
| Écart de conversion | (853) | (3 035) | 4 599 |
| <hr/> | | | |
| Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts | (1 160) | (3 107) | 4 138 |
| <hr/> | | | |
| Résultat global | 2 256 | 2 720 | 7 471 |
| Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables | | | |
| | (22) | (7) | (801) |
| <hr/> | | | |
| Résultat global attribuable aux participations donnant le contrôle | 2 234 | 2 713 | 6 670 |
| Dividendes sur les actions privilégiées | | | |
| | (380) | (383) | (367) |
| <hr/> | | | |
| Résultat global attribuable aux porteurs d'actions ordinaires | 1 854 | 2 330 | 6 303 |

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 | 2020 | 2019 | 2018 |
|--|---------|---------|---------|
| <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 | 7 747 |
| Solde à la fin de l'exercice | 7 747 | 7 747 | 7 747 |
| Actions ordinaires (note 21) | | | |
| Solde au début de l'exercice | 64 746 | 64 677 | 50 737 |
| Actions émises au rachat des titres d'entités détenues à titre de promoteur | — | — | 12 727 |
| Régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions | — | — | 1 181 |
| Actions émises à l'exercice d'options sur actions | 22 | 69 | 32 |
| Solde à la fin de l'exercice | 64 768 | 64 746 | 64 677 |
| Surplus d'apport | | | |
| Solde au début de l'exercice | 187 | — | 3 194 |
| Rémunération à base d'actions | 30 | 34 | 49 |
| 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 | (21) | (61) | (24) |
| Gain de dilution à la restructuration de Spectra Energy Partners, LP (note 20) | — | — | 1 136 |
| Variation de la participation croisée | 76 | 117 | 47 |
| Autres | 5 | 32 | (158) |
| Cession d'une participation ne donnant pas le contrôle dans des filiales (note 20) | — | — | 79 |
| Solde à la fin de l'exercice | 277 | 187 | — |
| Déficit | | | |
| Solde au début de l'exercice | (6 314) | (5 538) | (2 468) |
| Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle | 3 363 | 5 705 | 2 882 |
| Dividendes sur les actions privilégiées | (380) | (383) | (367) |
| Dividendes déclarés sur les actions ordinaires | (6 612) | (6 125) | (5 019) |
| Dividendes versés sur la participation croisée | 17 | 18 | 33 |
| Adoption rétrospective modifiée de la norme ASU 2016-13 sur la comptabilisation des pertes de crédit sur instruments financiers (note 3) | (66) | — | — |
| Adoption rétrospective modifiée de l'ASC 606 sur les produits tirés de contrats conclus avec des clients (note 3) | — | — | (86) |
| Ajustement de la valeur de rachat des participations ne donnant pas le contrôle rachetables | — | — | (456) |
| Autres | (3) | 9 | (57) |
| Solde à la fin de l'exercice | (9 995) | (6 314) | (5 538) |
| Cumul des autres éléments du résultat global (note 23) | | | |
| Solde au début de l'exercice | (272) | 2 672 | (973) |
| Incidence du rachat des titres d'entités détenues à titre de promoteur | — | — | (142) |
| Autres éléments du résultat global attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, déduction faite des impôts | (1 129) | (2 992) | 3 787 |
| Autres | — | 48 | — |
| Solde à la fin de l'exercice | (1 401) | (272) | 2 672 |
| Participation croisée (note 13) | | | |
| Solde au début de l'exercice | (51) | (88) | (102) |
| Variation de la participation croisée | 22 | 37 | 14 |
| Solde à la fin de l'exercice | (29) | (51) | (88) |
| Total des capitaux propres d'Enbridge Inc. | 61 367 | 66 043 | 69 470 |
| Participations ne donnant pas le contrôle (note 20) | | | |
| Solde au début de l'exercice | 3 364 | 3 965 | 7 597 |
| Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle | 53 | 122 | 334 |
| 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 | (6) | (7) | 31 |
| Écart de conversion | (25) | (108) | 294 |
| Reclassement dans le résultat des pertes sur les couvertures de flux de trésorerie | — | — | 4 |
| Solde à la fin de l'exercice | (31) | (115) | 329 |
| Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle | 22 | 7 | 663 |
| Distributions | (300) | (254) | (857) |
| Apports | 23 | 12 | 24 |
| 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) |
| Remboursement de participations ne donnant pas le contrôle (note 20) | (112) | (300) | (210) |
| Rachat d'une participation ne donnant pas le contrôle | — | (65) | — |
| Gain de dilution et autres | (1) | (1) | (82) |
| Solde à la fin de l'exercice | 2 996 | 3 364 | 3 965 |
| Total des capitaux propres | 64 363 | 69 407 | 73 435 |
| Dividendes payés par action ordinaire | 3,24 | 2,95 | 2,68 |

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> | 2020 | 2019 | 2018 |
|---|---------|---------|---------|
| Activités d'exploitation | | | |
| Bénéfice | 3 416 | 5 827 | 3 333 |
| Ajustements visant à rapprocher le résultat et les rentrées nettes de trésorerie liées aux activités d'exploitation : | | | |
| Amortissement | 3 712 | 3 391 | 3 246 |
| Charge (économie) d'impôts reportés <i>(note 25)</i> | 447 | 1 156 | (148) |
| Variation des (gains) pertes non réalisés sur les instruments dérivés, montant net <i>(note 24)</i> | (756) | (1 751) | 903 |
| Quote-part du bénéfice des satellites | (1 136) | (1 503) | (1 509) |
| Distributions sur les participations dans des satellites | 1 392 | 1 804 | 1 539 |
| Perte de valeur d'actifs à long terme | — | 423 | 1 104 |
| Perte de valeur des satellites | 2 351 | — | — |
| Perte de valeur de l'écart d'acquisition | — | — | 1 019 |
| (Gain) perte sur cessions | (6) | 254 | 8 |
| Autres | 268 | 56 | 92 |
| Variation de l'actif et du passif d'exploitation <i>(note 28)</i> | 93 | (259) | 915 |
| Rentrées de trésorerie nettes liées aux activités d'exploitation | 9 781 | 9 398 | 10 502 |
| Activités d'investissement | | | |
| Dépenses d'investissement | (5 405) | (5 492) | (6 806) |
| Placements à long terme et placements à long terme soumis à restrictions | (487) | (1 159) | (1 312) |
| Distributions provenant des participations dans des satellites en excédent des bénéfices cumulatifs | 705 | 417 | 1 277 |
| Acquisition d'actifs incorporels | (215) | (200) | (540) |
| Acquisition | (24) | — | — |
| Produits de cessions | 265 | 2 110 | 4 452 |
| Autres | — | (20) | (12) |
| Prêts à des sociétés affiliées, montant net | (16) | (314) | (76) |
| Sorties de trésorerie nettes liées aux activités d'investissement | (5 177) | (4 658) | (3 017) |
| Activités de financement | | | |
| Variation nette des emprunts à court terme <i>(note 18)</i> | 223 | (127) | (420) |
| Variation nette des billets de trésorerie et des prélèvements sur les facilités de crédit | 1 542 | 825 | (2 256) |
| Émission de débentures et de billets à terme, déduction faite de frais d'émission | 5 230 | 6 176 | 3 537 |
| Remboursements sur les débentures et les billets à terme | (4 463) | (4 668) | (4 445) |
| Cession d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale | — | — | 1 289 |
| Apports des participations ne donnant pas le contrôle | 23 | 12 | 24 |
| Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle | (300) | (254) | (857) |
| Apports des participations ne donnant pas le contrôle rachetables | — | — | 70 |
| Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables | — | — | (325) |
| Paiement au comptant relatif au rachat des titres d'entités détenues à titre de promoteur | — | — | (64) |
| Remboursement de participations ne donnant pas le contrôle | — | (300) | (210) |
| Émission d'actions ordinaires | 5 | 18 | 21 |
| Dividendes sur les actions privilégiées | (380) | (383) | (364) |
| Dividendes sur les actions ordinaires | (6 560) | (5 973) | (3 480) |
| Autres | (90) | (71) | (23) |
| Sorties de trésorerie nettes liées aux activités de financement | (4 770) | (4 745) | (7 503) |
| Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions libellés en devises | (20) | 44 | 68 |
| Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions | (186) | 39 | 50 |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions au début de l'exercice | 676 | 637 | 587 |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de l'exercice | 490 | 676 | 637 |
| Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie | | | |
| Impôts payés | 524 | 571 | 277 |
| Intérêts payés, déduction faite du montant capitalisé | 2 538 | 2 738 | 2 508 |
| Montants courus hors trésorerie au titre des immobilisations corporelles | 801 | 730 | 847 |

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

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

| 31 décembre | 2020 | 2019 |
|--|----------------|----------------|
| <i>(en millions de dollars canadiens; nombre d'actions en millions)</i> | | |
| Actif | | |
| Actif à court terme | | |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie | 452 | 648 |
| Trésorerie soumise à restrictions | 38 | 28 |
| Comptes débiteurs et autres créances (note 9) | 5 258 | 6 669 |
| Montants à recevoir de sociétés affiliées | 66 | 69 |
| Stocks (note 10) | 1 536 | 1 299 |
| | 7 350 | 8 713 |
| Immobilisations corporelles, montant net (note 11) | 94 571 | 93 723 |
| Placements à long terme (note 13) | 13 818 | 16 528 |
| Placements à long terme soumis à restrictions (note 14) | 553 | 434 |
| Montants reportés et autres actifs | 8 446 | 7 433 |
| Actifs incorporels, montant net (note 15) | 2 080 | 2 173 |
| Écart d'acquisition (note 16) | 32 688 | 33 153 |
| Impôts reportés (note 25) | 770 | 1 000 |
| Total des actifs | 160 276 | 163 157 |
| Passif et capitaux propres | | |
| Passif à court terme | | |
| Emprunts à court terme (note 18) | 1 121 | 898 |
| Comptes créditeurs et autres dettes (note 17) | 9 228 | 9 951 |
| Montants à payer à des sociétés affiliées | 22 | 21 |
| Intérêts à payer | 651 | 624 |
| Partie à court terme de la dette à long terme (note 18) | 2 957 | 4 404 |
| | 13 979 | 15 898 |
| Dette à long terme (note 18) | 62 819 | 59 661 |
| Autres passifs à long terme | 8 783 | 8 324 |
| Impôts reportés (note 25) | 10 332 | 9 867 |
| | 95 913 | 93 750 |
| Engagements et éventualités (note 30) | | |
| Capitaux propres | | |
| Capital-actions (note 21) | | |
| Actions privilégiées | 7 747 | 7 747 |
| Actions ordinaires (2 026 et 2 025 actions en circulation au 31 décembre 2020 et 2019, respectivement) | 64 768 | 64 746 |
| Surplus d'apport | 277 | 187 |
| Déficit | (9 995) | (6 314) |
| Cumul des autres éléments du résultat global (note 23) | (1 401) | (272) |
| Participation croisée | (29) | (51) |
| Total des capitaux propres d'Enbridge Inc. | 61 367 | 66 043 |
| Participations ne donnant pas le contrôle (note 20) | 2 996 | 3 364 |
| | 64 363 | 69 407 |
| Total des passifs et capitaux propres | 160 276 | 163 157 |

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

| | <u>Page</u> |
|--|-------------|
| 1. Description des activités | 118 |
| 2. Principales conventions comptables | 119 |
| 3. Modifications de conventions comptables | 130 |
| 4. Produits | 132 |
| 5. Informations sectorielles | 136 |
| 6. Résultat par action ordinaire | 138 |
| 7. Questions de nature réglementaire | 139 |
| 8. Cessions | 141 |
| 9. Comptes débiteurs et autres créances | 144 |
| 10. Stocks | 144 |
| 11. Immobilisations corporelles | 145 |
| 12. Entités à détenteurs de droits variables | 145 |
| 13. Placements à long terme | 149 |
| 14. Placements à long terme soumis à restrictions | 151 |
| 15. Actifs incorporels | 152 |
| 16. Écart d'acquisition | 152 |
| 17. Comptes créditeurs et autres dettes | 153 |
| 18. Dette | 154 |
| 19. Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations | 157 |
| 20. Participations ne donnant pas le contrôle | 158 |
| 21. Capital-actions | 159 |
| 22. Régimes d'options sur actions et d'unités d'actions | 162 |
| 23. Composantes du cumul des autres éléments du résultat global | 165 |
| 24. Gestion des risques et instruments financiers | 166 |
| 25. Impôts sur les bénéfices | 179 |
| 26. Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite | 182 |
| 27. Contrats de location | 191 |
| 28. Variation de l'actif et du passif d'exploitation | 193 |
| 29. Opérations entre apparentés | 193 |
| 30. Engagements et éventualités | 195 |
| 31. Garanties | 196 |
| 32. 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 d'Amérique, et comprend le réseau principal, le réseau régional des sables bitumineux, les installations de la côte du golfe du Mexique 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 Inc. (« 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 Inc. (« Noverco »).

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 qui ne sont pas attribuables à un secteur d'exploitation donné ainsi que l'incidence du dénouement de couverture du change. Elle comprend également les activités d'expansion de nouvelles entreprises et les placements non sectoriels.

2. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Les présents états financiers consolidés ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (les « PCGR des États-Unis »). Sauf indication contraire, les montants sont exprimés en dollars canadiens. En tant que société inscrite à la Securities and Exchange Commission (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; les produits non facturés; les pertes de crédit attendues; 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 obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (« 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.

Certains chiffres correspondants dans les états financiers consolidés ont été reclassés afin d'en rendre la présentation conforme à celle du présent exercice.

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. 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. 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 ne 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.

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 de l'énergie du Canada (la « Régie »), la Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC »), l'Alberta Energy Regulator, la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO ») 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'Initiative de consultation relative aux questions foncières (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. Nous estimons que le recouvrement de nos actifs réglementaires au 31 décembre 2020 est probable au cours des périodes décrites à la *note 7, Questions de nature réglementaire*.

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.

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.

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.

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 recouverte 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 2020, 2019 et 2018, 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 292 M\$, 169 M\$ et 208 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 entente de tarification concurrentielle (« 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

Instrumentés 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 ventes de marchandises, 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.

Instrumentés 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 le cumul des 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 ses 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, et ils sont ramenés à leur juste valeur s'il existe un indice objectif 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 DEVICES ET CONVERSION DES DEVICES

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.

PERTES DE CRÉDIT ACTUELLES ATTENDUES

En ce qui a trait aux comptes débiteurs, une matrice de provision pour pertes est utilisée afin d'évaluer les pertes de crédit attendues sur la durée de vie. Cette matrice tient compte de l'historique des pertes de crédit selon l'ancienneté des comptes débiteurs, après ajustement pour tenir compte de toute information prospective et des attentes de la direction. En ce qui a trait aux autres montants à recevoir au titre de prêts et aux ententes hors bilan, une méthode fondée sur les flux de trésorerie actualisés est utilisée pour calculer la perte de crédit actuelle attendue d'après les taux de probabilité de défaillance historiques associés à la notation de crédit de la contrepartie ainsi que la durée du prêt ou de l'engagement, ces éléments étant ajustés pour tenir compte de toute information prospective et des attentes de la direction.

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 CEO dans le cadre de la détermination des tarifs de distribution. Le coût réel du gaz acheté peut différer du prix approuvé par la CEO. 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 CEO. 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.

CONTRATS DE LOCATION

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 aux états 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.

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.

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. 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 une évaluation de dépréciation quantitative. 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 soit inférieure à sa valeur comptable, nous procédons à une évaluation de dépréciation quantitative de l'écart d'acquisition.

Cette évaluation 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 des multiples de capitalisation et des flux de trésorerie actualisés. La détermination de la juste valeur au moyen 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 aux taux d'actualisation 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 visée.

Le 1^{er} avril 2020, nous avons réalisé une évaluation quantitative de la dépréciation de l'écart d'acquisition pour les unités d'exploitation suivantes : Oléoducs, Transport de gaz et services intermédiaires et Distribution et stockage de gaz. Notre évaluation quantitative de la dépréciation de l'écart d'acquisition n'a pas donné lieu à la comptabilisation d'une perte de valeur. En outre, nous n'avons relevé aucun indice de dépréciation de l'écart d'acquisition au cours du reste de 2020.

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. Nous déterminons si la perte de valeur est durable, pour les participations dans des satellites, ou si elle est attribuable à une perte de crédit, pour les placements dans des titres de créance. Si la perte de valeur est durable pour les participations dans des satellites ou attribuable à une perte de crédit pour les placements dans des titres de créance, une perte de valeur est comptabilisée dans les résultats, une réduction compensatoire étant imputée à la valeur comptable de l'actif.

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. 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.

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 (révisées en 2020) et les tables de l'Institut canadien des actuaires (révisées en 2014) pour évaluer l'obligation au titre des prestations constituées découlant respectivement de nos régimes de retraite offerts aux États-Unis (les « régimes américains ») 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 des régimes 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 recouvert 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 2020.

ADOPTION DE NOUVELLES NORMES COMPTABLES

Réforme relative au taux de référence

En date du 1^{er} juillet 2020, nous avons adopté l'Accounting Standards Update (« ASU ») 2020-04 de façon prospective. Cette nouvelle norme a été publiée en mars 2020 pour fournir des directives facultatives provisoires en matière de comptabilisation de la réforme relative au taux de référence. La nouvelle directive prévoit des mesures de simplification facultatives et des exceptions pour l'application des principes comptables généralement reconnus lors de la comptabilisation de modifications à un contrat, de relations de couverture et d'autres transactions touchées par la réforme relative au taux de référence, sous réserve du respect de certains critères. Pour les relations de couverture existantes admissibles au 1^{er} octobre 2020 et de façon prospective, nous avons appliqué les mesures de simplification facultatives, lesquelles permettent à une entité de présumer que la réalisation de l'opération de couverture de flux de trésorerie prévue est probable et que le taux de référence de couverture prévu correspond à l'instrument de couverture aux fins d'évaluation de l'efficacité. L'ASU 2020-04 est en vigueur jusqu'au 31 décembre 2022. L'adoption de cette ASU n'a pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

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

En date du 1^{er} janvier 2020, nous avons adopté l'ASU 2018-18 de façon rétrospective. La nouvelle norme 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 Accounting Standards Codification (« 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. L'adoption de cette ASU n'a pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Efficacité des informations à fournir

En date du 1^{er} janvier 2020, nous avons adopté l'ASU 2018-13 de façon rétrospective et prospective, selon la modification. La nouvelle norme 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. L'adoption de cette ASU n'a pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Comptabilisation des pertes de crédit

En date du 1^{er} janvier 2020, nous avons adopté l'ASU 2016-13 selon une méthode rétrospective modifiée.

Cette nouvelle norme, 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 précédent faisait appel à la méthode de comptabilisation des pertes subies qui reportait 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 comptabilise une provision correspondant à son estimation des pertes de crédit attendues, qui, selon le Financial Accounting Standards Board, se traduit 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 n'entrent pas dans le champ d'application de la norme ASC 326 relative à la comptabilisation des pertes de crédit sur les instruments financiers.

En ce qui a trait aux comptes débiteurs, une matrice de provision pour pertes est utilisée afin d'évaluer les pertes de crédit attendues sur la durée de vie. Cette matrice tient compte des pertes de crédit antérieures selon l'ancienneté des comptes débiteurs, ajustées pour tenir compte de toute information prospective et des attentes de la direction. En ce qui a trait aux autres montants à recevoir au titre de prêts et aux ententes hors bilan entrant dans le champ d'application de la nouvelle norme, une méthode fondée sur les flux de trésorerie actualisés est utilisée pour calculer la perte de crédit actuelle attendue d'après les taux de probabilité de défaillance historiques associés à la notation de crédit de la contrepartie ainsi que la durée du prêt ou de l'engagement, ces éléments étant ajustés pour tenir compte de toute information prospective et des attentes de la direction.

Le 1^{er} janvier 2020, nous avons comptabilisé un déficit supplémentaire de 66 M\$ aux états de la situation financière en lien avec l'adoption de l'ASU 2016-13. L'adoption de cette ASU n'a pas eu d'incidence significative sur nos états consolidés des résultats, du résultat global et des flux de trésorerie pour la période.

FUTURES MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES

Comptabilisation des instruments convertibles et des contrats dans les capitaux propres d'une entité

L'ASU 2020-06 a été publiée en août 2020 dans le but de simplifier la comptabilisation de certains instruments financiers. Cette ASU élimine les modèles actuels exigeant de séparer les options de droit de conversion avantageux et de conversion en trésorerie des instruments convertibles, et elle simplifie les lignes directrices sur l'exclusion du champ d'application des dérivés pour le classement des contrats dans les capitaux propres d'une entité. L'ASU introduit également des exigences d'information supplémentaires relativement aux instruments d'emprunt convertibles et aux instruments autonomes qui sont indexés sur les titres de capitaux propres d'une entité et réglés au moyen de ces titres.

L'ASU modifie les directives s'appliquant au résultat dilué par action, y compris l'exigence d'application de la méthode de la conversion hypothétique à tous les instruments convertibles, et elle met à jour les directives s'appliquant aux instruments pouvant être réglés soit en trésorerie, soit en actions.

L'ASU 2020-06 entre en vigueur le 1^{er} janvier 2022 et s'appliquera selon une méthode rétrospective intégrale ou modifiée, l'adoption anticipée étant permise au 1^{er} janvier 2021. Nous évaluons actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur nos états financiers consolidés.

Clarification des interactions entre les titres de capitaux propres, les participations comptabilisées à la valeur de consolidation et les instruments dérivés

L'ASU 2020-01 a été publiée en janvier 2020 pour préciser que les transactions observables doivent être prises en compte aux fins de l'application de l'option d'évaluation selon l'ASC 321 immédiatement avant l'application ou au moment de la cessation de la comptabilisation à la valeur de consolidation. De plus, l'ASU précise que les contrats à terme ou les options achetées sur les titres de capitaux propres ne sont pas hors du champ d'application des directives de l'ASC 815 uniquement parce que, à l'exercice du contrat, les titres de capitaux propres peuvent être comptabilisés à la valeur de consolidation ou à la juste valeur. L'ASU 2020-01 entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2021; elle peut être adoptée par anticipation et s'applique de façon prospective. L'adoption de la norme ASU 2020-01 ne devrait pas avoir d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

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. L'adoption de la norme ASU 2019-12 ne devrait pas avoir d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Efficacité des informations à fournir

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. L'adoption de la norme ASU 2018-14 ne devrait pas avoir d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

4. PRODUITS

PRODUITS DÉCOULANT DE CONTRATS CONCLUS AVEC DES CLIENTS

Principaux produits et services

| Exercice clos le 31 décembre 2020 | 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 tirés du transport | 9 161 | 4 523 | 674 | — | — | — | 14 358 |
| Produits tirés du stockage et autres produits | 94 | 274 | 203 | — | — | — | 571 |
| Produits tirés de la collecte et du traitement du gaz | — | 27 | — | — | — | — | 27 |
| Produits tirés de la distribution de gaz | — | — | 3 663 | — | — | — | 3 663 |
| Produits tirés de l'électricité et du transport | — | — | — | 198 | — | — | 198 |
| Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients | 9 255 | 4 824 | 4 540 | 198 | — | — | 18 817 |
| Ventes de marchandises | — | — | — | — | 19 259 | — | 19 259 |
| Autres produits ^{1, 2} | 584 | 44 | 17 | 389 | — | (23) | 1 011 |
| Produits intersectoriels | 584 | 2 | 12 | — | 24 | (622) | — |
| Total des produits | 10 423 | 4 870 | 4 569 | 587 | 19 283 | (645) | 39 087 |

| 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 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 | 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 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 | (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 correspondant à un gain de 265 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (gain de 346 M\$ en 2019; perte de 1,1 G\$ en 2018).*

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. 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

| | Créances sur contrats | Actifs sous contrat | Passifs sous contrat |
|---|-----------------------|---------------------|----------------------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | |
| Solde au 31 décembre 2020 | 2 042 | 226 | 1 815 |
| 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 2020 inclus dans les passifs sous contrat au début de la période s'établissent à 174 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 2020, se sont établies à 591 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 liquides de gaz naturel (« 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 2020, 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 extracôticière 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 59,5 G\$, dont un montant de 6,8 G\$ devrait être comptabilisé à ce titre au cours de l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2021.

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 2020 <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | Oléoducs | Transport | Distribution | Production | Chiffres |
|---|--------------|-----------------------------------|--------------|------------|---------------|
| | | de gaz et services intermédiaires | | | |
| Produits tirés des produits transférés à un moment précis | — | — | 60 | — | 60 |
| Produits tirés des produits et services transférés progressivement ² | 9 255 | 4 824 | 4 480 | 198 | 18 757 |
| Total des produits découlant de contrats conclus avec des clients | 9 255 | 4 824 | 4 540 | 198 | 18 817 |

| Exercice clos le 31 décembre 2019 <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | Oléoducs | Transport | Distribution | Production | Chiffres |
|---|--------------|-----------------------------------|--------------|------------|---------------|
| | | de gaz et services intermédiaires | | | |
| Produits tirés des produits transférés à un moment précis | — | 4 | 65 | — | 69 |
| Produits tirés des produits et services transférés progressivement ² | 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 |

| Exercice clos le 31 décembre 2018 | Oléoducs | Transport de gaz et services intermédiaires | Distribution et stockage de gaz | Production d'énergie renouvelable | 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 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 2020, 2019 et 2018 s'établissent comme suit :

| Exercice clos le 31 décembre 2020 | 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 | 10 423 | 4 870 | 4 569 | 587 | 19 283 | (645) | 39 087 |
| Coûts des marchandises et de la distribution de gaz | (20) | — | (1 810) | (2) | (19 450) | 613 | (20 669) |
| Exploitation et administration | (3 331) | (1 859) | (1 091) | (191) | (67) | (210) | (6 749) |
| Quote-part du bénéfice (de la perte) des satellites | 558 | 479 | 9 | 94 | (3) | (1) | 1 136 |
| Perte de valeur des satellites | — | (2 351) | — | — | — | — | (2 351) |
| Autres produits (charges) | 53 | (52) | 71 | 35 | 1 | 130 | 238 |
| Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement | 7 683 | 1 087 | 1 748 | 523 | (236) | (113) | 10 692 |
| Amortissement | | | | | | | (3 712) |
| Charge d'intérêts | | | | | | | (2 790) |
| Impôts sur les bénéfices | | | | | | | (774) |
| Bénéfice | | | | | | | 3 416 |
| Dépenses en immobilisations ¹ | 2 033 | 2 130 | 1 134 | 81 | 2 | 90 | 5 470 |
| Total des immobilisations corporelles, montant net | 48 799 | 25 745 | 16 079 | 3 495 | 24 | 429 | 94 571 |
| Exercice clos le 31 décembre 2019 | Oléoducs | Transport | Distribution | Production | Services | Éliminations | Chiffres |

| | | de gaz et services intermédiaires | et stockage de gaz | d'énergie renouvelable | énergétiques | et divers | 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 |

¹ Comprennent 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).

Notre principal client non affilié représentait environ 13,6 % de nos produits attribuables à des tiers pour l'exercice clos le 31 décembre 2020. 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.

RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE

Produits¹

| Exercices clos les 31 décembre | 2020 | 2019 | 2018 |
|---|--------|--------|--------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | |
| Canada | 16 453 | 19 954 | 19 023 |
| États-Unis | 22 634 | 30 115 | 27 355 |
| | 39 087 | 50 069 | 46 378 |

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

Immobilisations corporelles¹

| 31 décembre | 2020 | 2019 |
|---|--------|--------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | |
| Canada | 46 499 | 45 993 |
| États-Unis | 48 072 | 47 730 |
| | 94 571 | 93 723 |

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 5 millions d'actions au 31 décembre 2020, de 6 millions d'actions au 31 décembre 2019 et de 12 millions d'actions au 31 décembre 2018, 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 | 2020 | 2019 | 2018 |
|---|-------|-------|-------|
| <i>(nombre d'actions ordinaires en millions)</i> | | | |
| Nombre moyen pondéré d'actions en circulation | 2 020 | 2 017 | 1 724 |
| Effet dilutif des options | 1 | 3 | 3 |
| Nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation | 2 021 | 2 020 | 1 727 |

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020, 2019 et 2018, respectivement, 29,8 millions, 17,8 millions et 26,8 millions d'options sur actions à effet antidilutif à des prix d'exercice moyens pondérés respectifs de 51,42 \$, 53,56 \$ et 50,38 \$ ont été exclues du calcul du résultat dilué par action ordinaire.

7. QUESTIONS DE NATURE RÉGLEMENTAIRE

Nous comptabilisons les actifs et les passifs découlant de processus de réglementation tarifaire qui ne seraient pas comptabilisés selon les PCGR des États-Unis applicables aux entités non réglementées. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la *note 2 – Principales conventions comptables*. Nos principales entreprises réglementées et les incidences de la réglementation sur le traitement comptable sont décrites ci-après.

Aux termes de l'actuelle structure tarifaire autorisée pour certaines activités, 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 en question.

OLÉODUCS

Réseau principal au Canada

Le réseau principal au Canada, assujéti à la réglementation de la Régie, comprend le tronçon canadien du réseau principal d'Enbridge. Les droits, exclusion faite des canalisations 8 et 9, sont actuellement régis par une ETC d'une durée de 10 ans échéant le 30 juin 2021, qui fixe des droits locaux au Canada (« DLC ») pour tous les volumes expédiés au moyen du réseau principal au Canada ainsi qu'un tarif international conjoint (« 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 négociée 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, nous avons comptabilisé un actif réglementaire de 1,9 G\$ au 31 décembre 2020 (1,8 G\$ en 2019) 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

Les tronçons américain et canadien du pipeline Southern Lights sont réglementés par la FERC et par la Régie, respectivement. 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 (« RCP ») après impôts établi à 10 %.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

British-Columbia Pipeline et Maritimes & Northeast Canada

British-Columbia (« BC ») Pipeline et Maritimes & Northeast (« M&N ») Canada sont réglementées par la Régie. Les tarifs sont approuvés par la Régie dans le cadre d'ententes de règlement tarifaire négociées en fonction du coût des services. BC Pipeline et M&N Canada exercent actuellement leurs activités conformément aux modalités de leurs ententes de règlement tarifaire pour 2020-2021 et 2019-2021, respectivement, lesquelles autorisent un RCP déterminé ainsi que le maintien et l'établissement de certains comptes de report et comptes d'écart.

Transport de gaz aux États-Unis

La plupart des services de transport et de stockage de gaz naturel aux États-Unis sont réglementés par la FERC et peuvent également être assujettis à la réglementation d'autres organismes fédéraux, étatiques et régionaux. La FERC régit le transport du gaz naturel pour le commerce américain inter-États, notamment en fixant les tarifs des services, tandis que les services interétatiques et de collecte sont régis par les commissions de réglementation du gaz étatiques pertinentes. Les tarifs réglementés sont établis en fonction du coût des services, bien que la FERC autorise également l'application de tarifs négociés et actualisés dans les contrats avec les expéditeurs pouvant donner lieu à des tarifs supérieurs ou inférieurs au taux de recours réglementé par la FERC pour le service en question.

DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

Enbridge Gas

Les tarifs de distribution d'Enbridge Gas, entrés en vigueur en 2019, sont établis selon un régime de réglementation incitative (« 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 d'extension 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 RCP approuvé par la CEO.

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 actifs et passifs réglementaires indiqués ci-après.

| 31 décembre | 2020 | 2019 | Fin de la période de recouvrement/ remboursement |
|---|--------------|-------|--|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | |
| Actifs réglementaires à court terme | | | |
| Montant à recevoir au titre de la tarification du carbone ¹ | — | 145 | 2020 |
| Insuffisance de recouvrement de coûts de carburant | 86 | 119 | 2021 |
| Autres actifs réglementaires à court terme | 146 | 212 | 2021 |
| Total des actifs réglementaires à court terme² | 232 | 476 | |
| Actifs réglementaires à long terme | | | |
| Impôts reportés ³ | 3 890 | 3 551 | Diverses |
| Dettes à long terme ⁴ | 429 | 464 | 2022-2046 |
| Montant à recevoir au titre des régimes de retraite ⁵ | 402 | 275 | Diverses |
| Récupération négative ⁶ | 246 | 5 | Diverses |
| Modification aux conventions comptables ⁷ | 169 | 175 | Diverses |
| Autres actifs réglementaires à long terme | 261 | 166 | Diverses |
| Total des actifs réglementaires à long terme² | 5 397 | 4 636 | |
| Total des actifs réglementaires | 5 629 | 5 112 | |
| Passifs réglementaires à court terme | | | |
| Écart du coût du gaz acheté | 153 | 41 | 2021 |
| Autres passifs réglementaires à court terme | 117 | 202 | 2021 |
| Total des passifs réglementaires à court terme⁸ | 270 | 243 | |
| Passifs réglementaires à long terme | | | |
| Provisions pour frais futurs d'enlèvement et de restauration des lieux ⁹ | 1 455 | 1 424 | Diverses |
| Passif réglementaire lié aux impôts des États-Unis ¹⁰ | 941 | 866 | Diverses |
| Coûts futurs liés à l'abandon de pipelines (note 14) | 578 | 454 | Diverses |
| Autres passifs réglementaires à long terme | 150 | 111 | Diverses |
| Total des passifs réglementaires à long terme⁸ | 3 124 | 2 855 | |
| Total des passifs réglementaires | 3 394 | 3 098 | |

¹ Le solde au titre de la tarification du carbone correspond à la différence entre les coûts réels de la tarification du carbone et les coûts de la tarification du carbone recouverts à même les tarifs, et il comprend également les coûts administratifs associés à l'incidence des exigences des programmes fédéraux de tarification du carbone. Ce solde a été recouvert auprès des clients au quatrième trimestre de l'exercice 2020, conformément à l'approbation de la CEO.

² Les actifs réglementaires à court terme sont inscrits au poste « Comptes débiteurs et autres créances », et les actifs réglementaires à long terme, au poste « Montants reportés et autres actifs ».

- 3 *Le solde d'impôts reportés représente la compensation réglementaire des passifs d'impôts reportés dans la mesure où il est prévu que ces impôts seront compris dans les tarifs futurs approuvés par les organismes de réglementation et recouverts auprès des clients. La période de recouvrement dépend du calendrier de résorption des écarts temporaires. En l'absence d'un traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés, ce solde réglementaire et l'incidence connexe sur le bénéfice ne seraient pas comptabilisés.*
- 4 *Le solde de la dette représente la compensation réglementaire réalisée par la société des ajustements de juste valeur par rapport à la dette prise en charge dans le cadre de la fusion avec Spectra Energy Corp. (« 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 *Le montant à recevoir au titre des régimes de retraite correspond à la compensation réglementaire du passif des régimes dans la mesure où il est prévu qu'il soit inclus dans les tarifs futurs approuvés par l'organisme de réglementation et recouvé auprès des clients. La période de règlement de ce solde ne peut être déterminée. Si les tarifs n'étaient pas réglementés, le solde réglementaire et la charge de retraite correspondante seraient comptabilisés dans les résultats et les autres éléments du résultat global.*
- 6 *Le solde de récupération négative correspond au recouvrement à même les tarifs futurs du coût réel de l'enlèvement d'installations déjà mises hors service, conformément à l'approbation de la FERC.*
- 7 *Le report au titre des modifications aux conventions comptables tient compte des écarts actuariels cumulés non amortis et des coûts des services passés engagés par Union Gas Limited pour la période précédant notre fusion avec Spectra Energy, lesquels étaient auparavant comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global. L'amortissement de ce solde est comptabilisé à titre de composante de la charge de retraite selon la comptabilité d'engagement, laquelle est incluse au poste « Autres produits (charges) » et est recouverte à même les tarifs, conformément à l'approbation préalable de la CEO.*
- 8 *Les passifs réglementaires à court terme sont inscrits au poste « Comptes créditeurs et autres dettes », et les passifs réglementaires à long terme, au poste « Autres passifs à long terme ».*
- 9 *Les provisions pour frais futurs d'enlèvement et de restauration des lieux sont constituées des montants prélevés auprès des clients, avec l'approbation de la CEO, 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 règlement de ce solde aura lieu à long terme, à mesure que les coûts seront engagés. Si la comptabilité relative aux activités à tarifs réglementés n'était pas appliquée, le taux d'amortissement ne comprendrait pas de charge au titre de l'enlèvement et de la restauration des lieux, les coûts seraient imputés aux résultats de l'exercice au cours duquel ils sont engagés, et les montants prélevés antérieurement seraient comptabilisés dans les produits.*
- 10 *Le passif réglementaire lié aux impôts des États-Unis découle de l'adoption de la loi sur la réforme fiscale américaine le 22 décembre 2017. Ces soldes seront remboursés aux clients conformément aux ententes de règlement tarifaire respectives approuvées par la FERC.*

8. CESSIONS

CESSIONS

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 Enbridge Energy Partners, L.P. (« EEP »), détenaient respectivement le tronçon canadien et le tronçon américain de la canalisation 10, et les actifs s'y rattachant faisaient partie de notre secteur Oléoducs.

Au moment du reclassement et de la réévaluation subséquente des actifs de la canalisation 10 détenus en vue de la vente, une perte de 154 M\$ avait 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.

La clôture de la transaction a eu lieu le 1^{er} juin 2020. Aucun gain ni aucune perte sur cession n'a été comptabilisé.

Ligne de raccordement Montana-Alberta

Au quatrième trimestre de 2019, nous nous sommes engagés à vendre l'actif de transport de la ligne de raccordement Montana-Alberta (« LRMA »), une ligne de transport de 345 km allant de Great Falls, au Montana, à Lethbridge, en Alberta. La LRMA a été comptabilisée dans notre secteur Production d'énergie renouvelable. Le contrat d'achat et de vente a été signé en janvier 2020.

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 de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Le 1^{er} mai 2020, nous avons conclu la vente de la LRMA pour un produit en trésorerie d'environ 189 M\$. Après les ajustements de clôture, un gain sur cession de 4 M\$ a été comptabilisé au poste « Autres produits (charges) » des états consolidés des résultats.

Ozark Gas Transmission

Au premier trimestre de 2020, nous avons convenu de vendre les actifs d'Ozark Gas Transmission et d'Ozark Gas Gathering (les « actifs d'Ozark »). Les actifs d'Ozark se composent d'un réseau de transport allant du sud-est de l'Oklahoma jusqu'au sud-est du Missouri, en passant par l'Arkansas, ainsi que d'un réseau de collecte basé sur des droits donnant accès à la production de Fayetteville Shale et d'Arkoma. Ces actifs étaient compris dans notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires.

Le 1^{er} avril 2020, nous avons conclu la vente des actifs d'Ozark pour un produit en trésorerie d'environ 63 M\$. Après les ajustements de clôture, un gain sur cession de 1 M\$ a été comptabilisé au poste « Autres produits (charges) » des états consolidés des résultats.

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 »); ces actifs faisaient partie de notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires.

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 1,0 G\$ 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 d'un test de dépréciation de l'écart d'acquisition pour l'unité d'exploitation visée. Les résultats du test n'ont révélé aucune nouvelle perte de valeur de l'écart d'acquisition. Un écart d'acquisition de 366 M\$ et de 55 M\$, respectivement, a été affecté aux installations assujetties à la réglementation provinciale et à la réglementation fédérale et était classé dans les actifs détenus en vue de la vente jusqu'à la clôture.

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.

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\$. 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 de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

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 de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

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.

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 (collectivement, les « actifs d'énergie renouvelable ») à l'Office d'investissement du Régime de pensions du Canada (« Investissements RPC »). Le produit en trésorerie total de l'opération était de 1,75 G\$. De plus, Investissements RPC a financé 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\$ 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\$ 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 la vente.

Midcoast Operating, L.P.

Le 1^{er} août 2018, nous avons conclu la vente de Midcoast Operating, L.P. et de ses filiales (« MOLP ») à AL Midcoast Holdings, LLC (société affiliée à ArcLight Capital Partners, LLC) pour un produit au comptant total de 1,4 G\$. Après les ajustements de clôture comptabilisés au quatrième trimestre de 2018, une perte sur cession de 41 M\$ 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.

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\$ 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 2020 et au 31 décembre 2019, respectivement, des montants de 225 M\$ et 299 M\$ ont été inclus dans les passifs aux états consolidés de la situation financière.

Projet Sandpiper

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, nous avons vendu des conduites inutilisées liées au projet Sandpiper pour un produit au comptant s'établissant respectivement à environ 38 M\$. Un gain sur cession de 29 M\$ avant impôts avait été comptabilisé au poste « Exploitation et administration » des charges aux états consolidés des résultats pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. Ces actifs faisaient partie de notre secteur Oléoducs.

9. COMPTES DÉBITEURS ET AUTRES CRÉANCES

| 31 décembre | 2020 | 2019 |
|---|--------------|--------------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | |
| Comptes clients et produits non facturés ¹ | 3 923 | 5 164 |
| Partie à court terme des actifs dérivés | 323 | 327 |
| Impôts à recevoir | 374 | 323 |
| Autres | 638 | 855 |
| | 5 258 | 6 669 |

¹ Déduction faite d'une provision pour pertes de crédit attendues de 70 M\$ au 31 décembre 2020 et d'une provision pour créances douteuses de 50 M\$ au 31 décembre 2019.

10. STOCKS

| 31 décembre | 2020 | 2019 |
|---|--------------|--------------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | |
| Gaz naturel | 710 | 696 |
| Pétrole brut | 744 | 542 |
| Autres marchandises | 82 | 61 |
| | 1 536 | 1 299 |

11. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

| 31 décembre | Taux d'amortissement moyen pondéré | 2020 | 2019 |
|---|--|-----------------|----------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | |
| Pipelines | 2,7 % | 57 391 | 56 330 |
| Installations et matériel | 2,8 % | 30 057 | 29 287 |
| Terrains et droits de passage ¹ | 2,1 % | 2 924 | 2 947 |
| Conduites principales, services liés au gaz et autres | 2,7 % | 12 476 | 12 194 |
| Installations de stockage | 2,4 % | 2 872 | 2 748 |
| Turbines éoliennes, panneaux solaires et autres | 4,1 % | 4 877 | 4 914 |
| Autres | 8,1 % | 1 595 | 1 486 |
| En construction | — % | 5 762 | 4 057 |
| Total des immobilisations corporelles | | 117 954 | 113 963 |
| Total de l'amortissement cumulé | | (23 383) | (20 240) |
| Immobilisations corporelles, montant net | | 94 571 | 93 723 |

¹ L'évaluation du taux d'amortissement moyen pondéré exclut les actifs non amortissables.

La charge d'amortissement des exercices clos les 31 décembre 2020, 2019 et 2018 s'est établie à 3,4 G\$, 3,0 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 Energy and National Grid USA Service Company, Inc. relativement au projet Access Northeast. 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 pipeline 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.

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 Spectra Energy Partners, LP (« SEP »). Puisque nous dirigeons ces entités entièrement détenues 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 | 2020 | 2019 |
|---|--------------|-------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | |
| Actif | | |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie | 215 | 208 |
| Trésorerie soumise à restrictions | 1 | 1 |
| Comptes débiteurs et autres créances | 65 | 76 |
| Stocks | 7 | 4 |
| | 288 | 289 |
| Immobilisations corporelles, montant net | 3 201 | 3 392 |
| Placements à long terme | 14 | 15 |
| Placements à long terme soumis à restrictions | 84 | 69 |
| Montants reportés et autres actifs | 3 | 4 |
| Actifs incorporels, montant net | 115 | 124 |
| | 3 705 | 3 893 |
| Passif | | |
| Comptes créditeurs et autres dettes | 52 | 56 |
| | 52 | 56 |
| Autres passifs à long terme | 175 | 130 |
| Impôts reportés | 5 | 5 |
| | 232 | 191 |
| Actifs nets avant les participations ne donnant pas le contrôle | 3 473 | 3 702 |

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 2020 et 2019 sont présentées ci-après.

| | Valeur comptable des participations dans une EDDV | Exposition maximale d'Enbridge à des pertes |
|---|--|---|
| 31 décembre 2020 | | |
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | |
| Aux Sable Liquid Products L.P. ¹ | 106 | 187 |
| Éolien Maritime France SAS ² | 96 | 949 |
| Enbridge Renewable Infrastructure Investments S.a.r.l. ³ | 100 | 2 516 |
| Enbridge Éolien France 2 S.a.r.l. ⁴ | 2 | 230 |
| PennEast Pipeline Company, LLC ⁵ | 116 | 371 |
| Rampion Offshore Wind Limited ⁶ | 599 | 650 |
| Vector Pipeline L.P. ⁷ | 201 | 390 |
| Autres ⁸ | 131 | 131 |
| | 1 351 | 5 424 |
| 31 décembre 2019 | | |
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | |
| Aux Sable Liquid Products L.P. ¹ | 123 | 148 |
| Éolien Maritime France SAS ² | 67 | 725 |
| Enbridge Renewable Infrastructure Investments S.a.r.l. ³ | 141 | 2 720 |
| Grey Oak Holdings LLC ⁹ | 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 |
| | 1 752 | 5 965 |

1 Aux 31 décembre 2020 et 2019, 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 2020 et 2019, 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 132 M\$ et de 166 M\$ aux 31 décembre 2020 et 2019.

3 Aux 31 décembre 2020 et 2019, 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 904 M\$ et de 766 M\$ aux 31 décembre 2020 et 2019.

4 Au 31 décembre 2020, l'exposition maximale au risque de perte comprend notre quote-part des coûts de construction pour le projet.

5 Aux 31 décembre 2020 et 2019, l'exposition maximale au risque de perte comprend les contributions restantes prévues au titre de la coentreprise.

6 Aux 31 décembre 2020 et 2019, 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 2020 et 2019, l'exposition maximale au risque de perte comprend la valeur comptable d'un prêt consenti à une société affiliée d'un montant de 84 M\$ et de 92 M\$, respectivement, aux 31 décembre 2020 et 2019, outre une facilité de crédit en cours d'un montant de 105 M\$ au 31 décembre 2020.

8 Aux 31 décembre 2020 et 2019, 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 2019, l'exposition maximale au risque de perte comprend notre part des coûts de construction du projet.

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 2020 et 2019.

Enbridge Éolien France 2 S.a.r.l (« EEF2 »)

En septembre 2020, Enbridge a conclu le contrat d'achat avec EDF Renouvelables visant l'acquisition d'une participation de 50 % du parc éolien en mer de Provence Grand Large, qui aménage et construit une installation éolienne extracôtière. Par la suite, le 18 septembre 2020, Enbridge a vendu la moitié de cette participation à Investissements RPC.

EEF2 est considérée comme une EDDV, puisqu'elle 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 d'EEF2 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 majeures unilatéralement. Par conséquent, l'EDDV est comptabilisée comme une EDDV non consolidée.

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 américaine du golfe du Mexique.

La construction du pipeline Gray Oak est terminée, et le pipeline est entré en service en mars 2020. Après avoir reçu les derniers apports en capitaux significatifs en 2020, Gray Oak Holdings est devenue capable de financer ses activités de façon autonome sans soutien financier subordonné supplémentaire. Par conséquent, il a été déterminé que Gray Oak Holdings n'est désormais plus une EDDV.

13. PLACEMENTS À LONG TERME

| 31 décembre | Participation | 2020 | 2019 |
|--|-----------------|---------------|---------------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | |
| PARTICIPATIONS DANS DES SATELLITES | | | |
| Oléoducs | | | |
| MarEn Bakken Company LLC ¹ | 75,0 % | 1 795 | 1 892 |
| Gray Oak Holdings LLC | 35,0 % | 502 | 463 |
| Seaway Crude Holdings LLC | 50,0 % | 2 668 | 2 907 |
| Illinois Extension Pipeline Company, L.L.C. ² | 65,0 % | 623 | 662 |
| Autres | 30,0 % - 43,8 % | 73 | 73 |
| Transport de gaz et services intermédiaires | | | |
| Pipeline Alliance ³ | 50,0 % | 269 | 310 |
| Aux Sable ⁴ | 42,7 % - 50,0 % | 251 | 267 |
| DCP Midstream, LLC ⁵ | 50,0 % | 331 | 2 193 |
| Gulfstream Natural Gas System, L.L.C. | 50,0 % | 1 175 | 1 213 |
| Nexus Gas Transmission, LLC | 50,0 % | 1 745 | 1 778 |
| PennEast Pipeline Company, LLC | 20,0 % | 116 | 106 |
| Sabal Trail Transmission, LLC | 50,0 % | 1 510 | 1 533 |
| Southeast Supply Header, LLC | 50,0 % | 84 | 484 |
| Steckman Ridge, LP | 50,0 % | 90 | 222 |
| Vector Pipeline ⁶ | 60,0 % | 201 | 195 |
| Projets extracôtiers, diverses coentreprises | 22,0 % - 74,3 % | 338 | 362 |
| Autres | 33,3 % - 50,0 % | 4 | 5 |
| Autres activités de distribution et de stockage de gaz | | | |
| Actions ordinaires de Noverco | 38,9 % | 156 | 95 |
| Autres | 50,0 % | 13 | 14 |
| Production d'énergie renouvelable | | | |
| Éolien Maritime France SAS | 50,0 % | 96 | 67 |
| Enbridge Renewable Infrastructure Investments S.a.r.l. | 51,0 % | 100 | 141 |
| Rampion Offshore Wind Limited | 24,9 % | 599 | 600 |
| Autres | 21,0 % - 50,0 % | 196 | 127 |
| Éliminations et divers | | | |
| Autres | 30 % - 50 % | 32 | 16 |
| AUTRES PLACEMENTS À LONG TERME | | | |
| Distribution et stockage de gaz | | | |
| Actions privilégiées de Noverco | | 567 | 580 |
| Énergie verte et transport | | | |
| Technologies nouvelles et autres | | 32 | 78 |
| Éliminations et divers | | | |
| Autres | | 252 | 145 |
| | | 13 818 | 16 528 |

1 Détient une participation de 49 % dans Bakken Pipeline Investments L.L.C., qui détient une participation de 75 % du réseau pipeline Bakken, ce qui se traduit par une participation effective de 27,6 % dans le réseau pipeline Bakken.

2 Propriétaire du projet de prolongement de l'accès vers le sud.

3 Comprend Alliance Pipeline Limited Partnership au Canada et Alliance Pipeline L.P. aux États-Unis.

4 Comprend Aux Sable Canada LP au Canada et Aux Sable Liquid Products LP et Aux Sable Midstream LLC aux États-Unis.

5 Notre participation dans DCP Midstream, LLC (« DCP Midstream ») comprend une participation de 56,5 % dans DCP Midstream, LP.

6 Comprend Vector Pipeline Limited Partnership au Canada et Vector Pipeline L.P. aux États-Unis.

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 2020, cet excédent se composait d'un écart d'acquisition de 1,8 G\$ et d'actifs amortissables de 657 M\$. Au 31 décembre 2019, cet excédent se composait d'un écart d'acquisition de 2,1 G\$ et d'actifs amortissables de 681 M\$.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020, 2019 et 2018, les distributions reçues des participations dans des satellites se sont respectivement établies à 2,1 G\$, à 2,2 G\$ et à 2,8 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 | | |
|---|--------------------------------|--------|--------|
| | 2020 | 2019 | 2018 |
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | |
| Produits d'exploitation | 13 987 | 15 687 | 19 217 |
| Charges d'exploitation | 12 223 | 13 153 | 15 634 |
| Bénéfice | 2 306 | 3 016 | 2 954 |
| Bénéfice attribuable à Enbridge | 1 136 | 1 503 | 1 509 |

| | 31 décembre 2020 | 31 décembre 2019 |
|---|------------------|------------------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | |
| Actif à court terme | 3 136 | 2 481 |
| Actif à long terme | 45 955 | 48 942 |
| Passif à court terme | 3 539 | 4 047 |
| Passif à long terme | 19 639 | 18 126 |
| Participations ne donnant pas le contrôle | 3 810 | 2 779 |

Noverco Inc.

Aux 31 décembre 2020 et 2019, 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 un 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 2020 et 2019, Noverco détenait des participations croisées respectives d'environ 0,2 % et 0,5 % dans nos actions ordinaires. Noverco a vendu 1,0 million d'actions ordinaires en mars 2020, 5,7 millions d'actions ordinaires en août 2020 et 11,6 millions d'actions ordinaires en janvier 2019. Les actions 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 2020 et 2019 des participations proportionnelles indirectes respectives de 0,1 % et de 0,2 % dans nos propres actions. La participation dans Noverco et les capitaux propres ont été réduits par la participation croisée d'une valeur de 29 M\$ et 51 M\$ aux 31 décembre 2020 et 2019. 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.

Perte de valeur des satellites

Steckman Ridge, LP

Steckman Ridge, LP (« Steckman Ridge ») exerce des activités de stockage de gaz naturel, est détenue à 50 % par Enbridge et est comptabilisée comme un satellite. Au cours du troisième trimestre, le rendement prévu de Steckman Ridge a été ajusté en prévision de la reconduction future de contrats sur la capacité disponible à des tarifs moins élevés, et une perte de valeur durable de notre participation de 221 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 a été comptabilisée conformément à une analyse des flux de trésorerie actualisés. La valeur comptable de cette participation aux 31 décembre 2020 et 2019 s'établissait respectivement à 90 M\$ et 222 M\$.

Southeast Supply Header, L.L.C.

Southeast Supply Header, L.L.C. (« SESH ») fournit des services de transport de gaz naturel depuis l'est du Texas et le nord de la Louisiane jusqu'aux marchés du sud-est du golfe du Mexique. SESH est détenue à 50 % par Enbridge et est comptabilisée comme un satellite. Le rendement prévu de SESH a été révisé au troisième trimestre afin de tenir compte des révisions à la baisse des futurs tarifs négociés et de la capacité disponible plus élevée que prévu en raison surtout de la venue à échéance d'un contrat important. Une perte de valeur durable de notre participation de 394 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 a été comptabilisée conformément à une analyse des flux de trésorerie actualisés. La valeur comptable de cette participation aux 31 décembre 2020 et 2019 s'établissait respectivement à 84 M\$ et 484 M\$.

DCP Midstream, LLC

DCP Midstream, entité détenue à 50 % par Enbridge en tant que satellite, détient une participation dans DCP Midstream, LP. Une baisse du cours des parts de DCP Midstream, LP négociées sur le marché durant le premier trimestre de 2020 a donné lieu à une perte de valeur durable de notre participation de 1,7 G\$ dans DCP Midstream pour l'exercice clos le 31 décembre 2020. Par ailleurs, nous avons comptabilisé une perte de 324 M\$ de notre quote-part de la perte en lien avec la perte de valeur des actifs et de l'écart d'acquisition comptabilisée par DCP Midstream, LP. La valeur comptable de notre participation dans DCP Midstream aux 31 décembre 2020 et 2019 s'établissait respectivement à 331 M\$ et 2,2 G\$.

Nos participations dans Steckman Ridge, SESH et DCP Midstream font partie de notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires. Les pertes de valeur ont été comptabilisées au poste « Perte de valeur des satellites » aux états consolidés des résultats.

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 2020 et 2019, 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 553 M\$ et de 434 M\$, respectivement. Dans les autres passifs à long terme, aux 31 décembre 2020 et 2019, nous avons des coûts futurs liés à l'abandon estimatifs respectifs de 578 M\$ et de 454 M\$ se rapportant à l'ICQF (note 7).

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 2020 | | | | |
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | | |
| Relations avec la clientèle | 5,0 % | 724 | (139) | 585 |
| Conventions d'achat d'électricité | 4,5 % | 63 | (18) | 45 |
| Contrat de projet ¹ | 4,0 % | 153 | (21) | 132 |
| Logiciels | 10,5 % | 2 292 | (1 334) | 958 |
| Autres actifs incorporels ² | 2,7 % | 456 | (96) | 360 |
| | | 3 688 | (1 608) | 2 080 |

| | Taux d'amortissement moyen pondéré | Coût | Amortis- sement cumulé | Montant net |
|---|--|--------------|------------------------------|----------------|
| 31 décembre 2019 | | | | |
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | | |
| Relations avec la clientèle | 5,0 % | 734 | (104) | 630 |
| Conventions d'achat d'électricité | 4,5 % | 64 | (16) | 48 |
| Contrat de projet ¹ | 4,0 % | 156 | (16) | 140 |
| Logiciels | 11,0 % | 2 115 | (1 141) | 974 |
| Autres actifs incorporels ² | 2,9 % | 463 | (82) | 381 |
| | | 3 532 | (1 359) | 2 173 |

1 Représente un contrat de projet acquis dans le cadre de la fusion d'Enbridge et de Spectra Energy.

2 L'évaluation du taux d'amortissement moyen pondéré exclut les actifs incorporels non amortissables.

La charge d'amortissement des actifs incorporels a respectivement totalisé 294 M\$, 296 M\$ et 281 M\$ pour les exercices clos les 31 décembre 2020, 2019 et 2018. Le tableau ci-après présente notre charge d'amortissement prévue au titre des actifs incorporels existants, pour les exercices indiqués.

| | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|---|------|------|------|------|------|
| Charge d'amortissement prévue | | | | | |
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | 298 | 270 | 245 | 222 | 202 |

16. ÉCART D'ACQUISITION

| | Oléoducs | Transport de gaz et services intermédiaires | Distribution et stockage de gaz | Services énergétiques | Chiffres consolidés |
|---|--------------|--|---------------------------------------|--------------------------|------------------------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | | | |
| Solde au 1 ^{er} janvier 2019 | 8 324 | 20 777 | 5 356 | 2 | 34 459 |
| Écart de conversion et autres éléments | (373) | (933) | — | — | (1 306) |
| Solde au 31 décembre 2019 ^{1, 2} | 7 951 | 19 844 | 5 356 | 2 | 33 153 |
| Écart de conversion et autres éléments | (123) | (364) | — | — | (487) |
| Acquisition | — | — | 22 | — | 22 |
| Solde au 31 décembre 2020 ^{1, 2} | 7 828 | 19 480 | 5 378 | 2 | 32 688 |

1 Le coût brut de l'écart d'acquisition aux 31 décembre 2020 et 2019 s'établissait à 34,3 G\$ et à 34,7 G\$, respectivement.

2 Le cumul des pertes de valeur aux 31 décembre 2020 et 2019 s'établissait à 1,6 G\$.

17. COMPTES CRÉDITEURS ET AUTRES DETTES

| 31 décembre | 2020 | 2019 |
|---|--------------|-------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | |
| Comptes fournisseurs et charges à payer liées à l'exploitation | 3 497 | 4 536 |
| Montants à payer liés à la construction et retenues de garantie d'entrepreneurs | 855 | 804 |
| Passifs dérivés à court terme | 896 | 920 |
| Dividendes à payer | 1 728 | 1 678 |
| Impôts exigibles | 622 | 778 |
| Produit différé à court terme | 978 | 652 |
| Autres | 652 | 583 |
| | 9 228 | 9 951 |

18. DETTE

| 31 décembre | Taux d'intérêt moyen pondéré ^a | Échéance | 2020 | 2019 |
|---|--|-----------|---------|---------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | | |
| Enbridge Inc. | | | | |
| Billets de premier rang en dollars US | 3,8 % | 2022-2049 | 8 536 | 8 689 |
| Billets à moyen terme | 3,8 % | 2021-2064 | 8 323 | 7 623 |
| Billets à terme subordonnés à taux fixe-fixe ¹ | 2,8 % | 2080 | 1 274 | — |
| Billets à terme subordonnés à taux fixe-variable ² | 5,9 % | 2077-2078 | 6 477 | 6 550 |
| Billets à taux variable ³ | | 2022 | 956 | 1 556 |
| Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit | 0,8 % | 2021-2024 | 8 719 | 5 210 |
| Autres ⁴ | | | 5 | 5 |
| Enbridge (U.S.) Inc. | | | | |
| Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit | 0,3 % | 2022-2024 | 492 | 1 734 |
| Autres ⁴ | | | 7 | — |
| Enbridge Energy Partners, L.P. | | | | |
| Billets de premier rang | 6,0 % | 2021-2045 | 3 886 | 3 955 |
| Enbridge Gas Inc. | | | | |
| Billets à moyen terme | 3,9 % | 2021-2050 | 8 485 | 7 685 |
| Débetures | 9,1 % | 2024-2025 | 210 | 210 |
| Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit | 0,3 % | 2022 | 1 121 | 898 |
| Enbridge Pipelines (Southern Lights) L.L.C. | | | | |
| Billets de premier rang | 4,0 % | 2040 | 1 038 | 1 129 |
| Pipelines Enbridge Inc. | | | | |
| Billets à moyen terme ⁵ | 4,2 % | 2022-2049 | 4 775 | 5 125 |
| Débetures | 8,2 % | 2024 | 200 | 200 |
| Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit | 0,3 % | 2022 | 1 278 | 2 030 |
| Enbridge Southern Lights LP | | | | |
| Billets de premier rang | 4,0 % | 2040 | 257 | 272 |
| Spectra Energy Capital, LLC | | | | |
| Billets de premier rang | 7,1 % | 2032-2038 | 220 | 224 |
| Spectra Energy Partners, LP | | | | |
| Billets garantis de premier rang | | | — | 143 |
| Billets de premier rang | 4,0 % | 2021-2048 | 8 332 | 8 481 |
| Billets à taux variable | | | — | 519 |
| Westcoast Energy Inc. | | | | |
| Billets à moyen terme | 4,5 % | 2021-2041 | 1 625 | 1 875 |
| Débetures | 8,1 % | 2025-2026 | 275 | 375 |
| Ajustement de juste valeur | | | 750 | 844 |
| Autres ⁶ | | | (344) | (369) |
| Total de la dette ⁷ | | | 66 897 | 64 963 |
| Partie à court terme | | | (2 957) | (4 404) |
| Emprunts à court terme ⁸ | | | (1 121) | (898) |
| Dettes à long terme | | | 62 819 | 59 661 |

1 Pour la période initiale de 10 ans, les billets sont assortis d'un taux d'intérêt fixe. Par la suite, le taux d'intérêt sera établi de manière à égaler le taux des bons du Trésor des États-Unis à cinq ans majoré de 5,31 % de la dixième à la trentième année et de 6,06 % de la trentième à la soixantième année.

2 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 « TIOL ») majoré d'une marge. Les billets seraient automatiquement convertis en actions privilégiées de conversion en cas de faillite ou d'événements connexes.

3 Les billets sont assortis d'un taux d'intérêt égal au TIOL de trois mois majoré de 50 points de base.

4 Principalement des obligations découlant de contrats de location-acquisition.

5 Les billets à moyen terme comprennent une tranche de 100 M\$ échéant en 2112.

6 Essentiellement des escomptes, des primes et des frais d'émission de titres de créance non amortis.

7 35,4 G\$ et 24,4 G\$ US en 2020; 33,4 G\$ et 23,9 G\$ US en 2019. Le total ne tient pas compte des obligations découlant de contrats de location-acquisition, des escomptes, primes et frais d'émission de titres de créance non amortis ni de l'ajustement de juste valeur.

8 Les taux d'intérêt moyens pondérés sur les billets de trésorerie en cours étaient de 0,3 % au 31 décembre 2020 (2,0 % en 2019).

9 Calculé d'après les soldes en cours au 31 décembre 2020 pour les billets à terme, les débetures, les billets de trésorerie et les prélèvements sur les facilités de crédit.

Au 31 décembre 2020, tous les titres de créance étaient non garantis.

FACILITÉS DE CRÉDIT

Le tableau suivant présente les détails de nos facilités de crédit engagées au 31 décembre 2020.

| | Échéance | Total des facilités | Prélèvements ¹ | Montant disponible |
|---|-------------------|---------------------|---------------------------|--------------------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | | |
| Enbridge Inc. | 2021-2024 | 11 854 | 8 719 | 3 135 |
| Enbridge (U.S.) Inc. | 2022-2024 | 7 007 | 492 | 6 515 |
| Pipelines Enbridge Inc. | 2022 ² | 3 000 | 1 278 | 1 722 |
| Enbridge Gas Inc. | 2022 ² | 2 000 | 1 121 | 879 |
| Total des facilités de crédit engagées | | 23 861 | 11 610 | 12 251 |

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 de conversion en emprunt à terme d'un an.

Le 24 février 2020, Enbridge Inc. a conclu une facilité de crédit de deux ans non renouvelable de 1,0 G\$ US avec un syndicat de prêteurs.

Le 25 février 2020, Enbridge Inc. a conclu deux facilités de crédit bilatérales non renouvelables d'un an d'un total de 500 M\$ US.

Le 31 mars 2020, Enbridge Inc. a conclu une facilité de crédit renouvelable consortiale d'un an de 1,7 G\$. Le 9 avril 2020, Enbridge Inc. a exercé une clause accordéon et augmenté le total de la facilité pour le faire passer à 3,0 G\$.

Les 23 et 24 juillet 2020, nous avons prorogé jusqu'en juillet 2022 un montant d'environ 10,0 G\$ sur nos facilités de crédit prorogeables de 364 jours, y compris une clause de conversion en emprunt à terme d'un an.

Le 10 février 2021, nous avons conclu avec un syndicat de prêteurs une facilité de crédit liée à la durabilité d'une durée de trois ans et d'un montant de 1,0 G\$. Compte tenu de la facilité de crédit liée à la durabilité et d'autres activités de financement réalisées en 2020 ainsi que de notre position de liquidité actuelle, nous avons annulé notre facilité de crédit renouvelable consortiale d'un an de 3,0 G\$ avant son échéance en mars 2021.

Outre les facilités de crédit engagées susmentionnées, nous conservons des facilités de crédit à vue non engagées de 849 M\$, sur lesquelles un montant de 533 M\$ était inutilisé au 31 décembre 2020. Au 31 décembre 2019, nous détenions des facilités de crédit à vue non engagées de 916 M\$, sur lesquelles un montant de 476 M\$ était inutilisé.

Nos facilités de crédit sont assujetties à une commission d'engagement moyenne pondérée de 0,3 % 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 2020 et 2019, 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 9,9 G\$ et 9,0 G\$, respectivement, 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

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, nous avons émis les titres de créance à long terme ci-après totalisant 2,5 G\$ et 2,1 G\$ US.

| Société | Date d'émission | | Montant du capital |
|---|-----------------|---|--------------------|
| <i>(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)</i> | | | |
| Enbridge Inc. | Février 2020 | Billets à taux variable échéant en février 2022 ¹ | 750 \$ US |
| | Mai 2020 | Billets à moyen terme à 3,20 % échéant en juin 2027 | 750 \$ |
| | Mai 2020 | Billets à moyen terme à 2,44 % échéant en juin 2025 | 550 \$ |
| | Juillet 2020 | Billets à terme subordonnés à taux fixe-fixe échéant en juillet 2080 ² | 1 000 \$ US |
| Enbridge Gas Inc. | | | |
| | Avril 2020 | Billets à moyen terme à 2,90 % échéant en avril 2030 | 600 \$ |
| | Avril 2020 | Billets à moyen terme à 3,65 % échéant en avril 2050 | 600 \$ |
| Spectra Energy Partners, LP | | | |
| | Octobre 2020 | Billets de premier rang à 3,10 % échéant en octobre 2040 ³ | 300 \$ US |

¹ Les billets arrivent à échéance dans deux ans et portent intérêt à un taux établi de manière à égaler le TIOI à trois mois majoré de 50 points de base.

² Les billets arrivent à échéance dans 60 ans et sont remboursables par anticipation après 10 ans. Pour la période initiale de 10 ans, les billets portent intérêt au taux fixe de 5,75 %. Par la suite, le taux d'intérêt est établi de manière à égaler le taux des bons du Trésor des États-Unis à cinq ans majoré de 5,31 % de la dixième à la trentième année et de 6,06 % de la trentième à la soixantième année.

³ Émis par l'intermédiaire de Texas Eastern Transmission, L.P., une société en exploitation en propriété exclusive de SEP.

REMBOURSEMENT DE TITRES DE CRÉANCE À LONG TERME

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, nous avons remboursé les titres de créance à long terme ci-après totalisant 1,7 G\$ et 2,1 G\$ US.

| Société | Date de remboursement | | Montant du capital |
|---|-----------------------|--|--------------------|
| <i>(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)</i> | | | |
| Enbridge Inc. | Janvier 2020 | Billets à taux variable | 700 \$ US |
| | Mars 2020 | Billets à moyen terme à 4,53 % | 500 \$ |
| | Juin 2020 | Billets à taux variable | 500 \$ US |
| | Novembre 2020 | Billets à moyen terme à 4,85 % | 100 \$ |
| Enbridge Gas Inc. | Novembre 2020 | Billets à moyen terme à 4,04 % | 400 \$ |
| Enbridge Pipelines (Southern Lights) L.L.C. | Juin et décembre 2020 | Billets de premier rang à 3,98 % | 56 \$ US |
| Pipelines Enbridge Inc. | Avril 2020 | Billets à moyen terme à 4,45 % | 350 \$ |
| Enbridge Southern Lights LP | Juin et décembre 2020 | Billets de premier rang à 4,01 % | 15 \$ |
| Spectra Energy Partners, LP | Janvier 2020 | Billets de premier rang garantis à 6,09 % | 111 \$ US |
| | Juin 2020 | Billets à taux variable | 400 \$ US |
| | Octobre 2020 | Billets de premier rang à 4,13 % échéant en 2020 | 300 \$ US |
| Westcoast Energy Inc. | Janvier 2020 | Débetures à 9,90 % | 100 \$ |
| | Juillet 2020 | Billets à moyen terme à 4,57 % | 250 \$ |

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 2020, nous respectons toutes les dispositions et clauses relatives à notre dette.

CHARGE D'INTÉRÊTS

| Exercices clos les 31 décembre | 2020 | 2019 | 2018 |
|---|-------|-------|-------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | |
| Débiteures et billets à terme | 2 913 | 2 783 | 3 011 |
| Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit | 123 | 273 | 171 |
| Amortissement de l'ajustement de la juste valeur | (54) | (67) | (131) |
| Intérêts capitalisés | (192) | (326) | (348) |
| | 2 790 | 2 663 | 2 703 |

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 | 2020 | 2019 |
|---|------|-------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | |
| Obligations au début de l'exercice | 520 | 989 |
| Passifs sortis | — | (59) |
| Passifs engagés | — | 15 |
| Passifs réglés | (30) | (12) |
| Changement d'estimation et autres | — | (417) |
| Écart de conversion | (6) | (18) |
| Charge de désactualisation | 12 | 22 |
| Obligations à la fin de l'exercice | 496 | 520 |
| Présentées comme suit : | | |
| Comptes créditeurs et autres dettes | 56 | 7 |
| Autres passifs à long terme | 440 | 513 |
| | 496 | 520 |

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 | 2020 | 2019 |
|---|--------------|--------------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | |
| Algonquin Gas Transmission, L.L.C | 384 | 394 |
| Maritimes & Northeast Pipeline, L.L.C | 558 | 579 |
| Actifs d'énergie renouvelable | 1 646 | 1 864 |
| Westcoast Energy Inc. ¹ | 408 | 527 |
| | 2 996 | 3 364 |

¹ Représente 12 millions et 16,6 millions d'actions privilégiées rachetables à dividende cumulatif aux 31 décembre 2020 et 2019, respectivement.

Rachat des actions privilégiées de Westcoast

Le 20 mars 2019, Westcoast Energy Inc. (« Westcoast ») 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 \$ l'action de série 7 et de 25,00 \$ l'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\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Le 16 décembre 2020, Westcoast a déclaré son intention d'exercer son droit de racheter, le 15 janvier 2021, la totalité de ses actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 10 (les « actions de série 10 ») en circulation au prix de 25,00 \$ l'action de série 10, pour une valeur nominale de 115 M\$. Ce montant a été inclus au poste « Comptes créditeurs et autres dettes » des états consolidés de la situation financière au 31 décembre 2020. Par conséquent, nous avons comptabilisé une baisse de 112 M\$, qui correspond à la valeur nominale diminuée des frais d'émission s'y rattachant, dans les participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

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 avait été 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 Enbridge Energy Management, L.L.C. (« 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 avaient été 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\$.

Rachat des titres d'entités détenues à titre de promoteur au Canada

Le 17 septembre 2018, nous avons conclu une entente définitive avec Enbridge Income Fund Holdings Inc. (« 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, avait été 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.

Actifs d'énergie renouvelable

Le 1^{er} août 2018, nous avons conclu la vente à Investissements RPC 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 1,2 G\$, à 79 M\$ et à 27 M\$ au troisième trimestre de 2018.

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).

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 | 2020 | | 2019 | | 2018 | |
|--|------------------|---------|------------------|---------|------------------|---------|
| | 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 | 2 025 | 64 746 | 2 022 | 64 677 | 1 695 | 50 737 |
| Émission d'actions ordinaires dans le cadre du rachat des titres d'entités détenues à titre de promoteur (note 20) | — | — | — | — | 297 | 12 727 |
| Régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions | — | — | — | — | 28 | 1 181 |
| Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions | 1 | 22 | 3 | 69 | 2 | 32 |
| Solde à la fin de l'exercice | 2 026 | 64 768 | 2 025 | 64 746 | 2 022 | 64 677 |

ACTIONS PRIVILÉGIÉES

| 31 décembre | 2020 | | 2019 | | 2018 | |
|--|------------------|--------------|------------------|--------------|------------------|--------------|
| | 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 | 4,38 % | 1,09476 \$ | 25 \$ | 1 ^{er} mars 2024 | Série Q |
| Actions privilégiées, série R | 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 | 3,74 % | 0,93425 \$ | 25 \$ | 1 ^{er} septembre 2024 | Série 4 |
| Actions privilégiées, série 5 | 5,38 % | 1,34383 \$ US | 25 \$ US | 1 ^{er} mars 2024 | Série 6 |
| Actions privilégiées, série 7 | 4,45 % | 1,11224 \$ | 25 \$ | 1 ^{er} mars 2024 | Série 8 |
| Actions privilégiées, série 9 | 4,10 % | 1,02424 \$ | 25 \$ | 1 ^{er} décembre 2024 | Série 10 |
| Actions privilégiées, série 11 ⁶ | 3,94 % | 0,98452 \$ | 25 \$ | 1 ^{er} mars 2025 | Série 12 |
| Actions privilégiées, série 13 ⁶ | 3,04 % | 0,76076 \$ | 25 \$ | 1 ^{er} juin 2025 | Série 14 |
| Actions privilégiées, série 15 ⁶ | 2,98 % | 0,74576 \$ | 25 \$ | 1 ^{er} septembre 2025 | 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 d'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/nombre de jours de l'exercice) x taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois + 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/nombre de jours de l'exercice) 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 augmenté pour passer de 0,25305 \$ à 0,25458 \$ le 1^{er} mars 2020, a diminué pour passer de 0,25458 \$ à 0,16779 \$ le 1^{er} juin 2020, a diminué pour passer de 0,16779 \$ à 0,15975 \$ le 1^{er} septembre 2020 et a diminué pour passer de 0,15975 \$ à 0,15349 \$ le 1^{er} décembre 2020, en raison du rajustement chaque trimestre après l'émission des actions visées.
- 6 Aucune action privilégiée des séries 11, 13 ou 15 n'avait été convertie aux dates d'option de conversion du 1^{er} mars 2020, du 1^{er} juin 2020 ou du 1^{er} septembre 2020, respectivement. Toutefois, le montant trimestriel du dividende des actions privilégiées des séries 11, 13 ou 15 a diminué pour passer respectivement de 0,27500 \$ à 0,24613 \$ le 1^{er} mars 2020, a diminué pour passer de 0,27500 \$ à 0,19019 \$ le 1^{er} juin 2020 et a diminué pour passer de 0,27500 \$ à 0,18644 \$ le 1^{er} septembre 2020, 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 de notre 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. 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 (« OAAAR »), le régime UAFR et le régime UAR. La charge de rémunération à base d'actions comptabilisée pour les exercices clos les 31 décembre 2020, 2019 et 2018 a respectivement totalisé 145 M\$, 117 M\$ et 106 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 certains 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'acquèrent en tranches annuelles égales sur quatre ans et les options échoient dix ans après leur date d'attribution.

| 31 décembre 2020 | Nombre | Prix d'exercice moyen pondéré | Durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années) | Valeur intrinsèque totale |
|--|---------|-------------------------------|--|---------------------------|
| <i>(nombre d'options en milliers; valeur intrinsèque en millions de dollars canadiens; prix d'exercice moyen pondéré en dollars canadiens)</i> | | | | |
| Options en cours au début de l'exercice | 35 047 | 47,73 | | |
| Options attribuées | 4 783 | 55,50 | | |
| Options exercées ¹ | (2 656) | 37,12 | | |
| Options annulées ou échues | (1 680) | 52,43 | | |
| Options en cours à la fin de l'exercice | 35 494 | 49,35 | 6,0 | 54 |
| Options acquises à la fin de l'exercice ² | 22 005 | 48,65 | 4,6 | 34 |

1 La valeur intrinsèque totale des OAAI exercées pendant les exercices clos les 31 décembre 2020, 2019 et 2018 s'est respectivement élevée à 13 M\$, à 58 M\$ et à 42 M\$, et la trésorerie reçue à l'exercice d'options a respectivement atteint 4 M\$, 1 M\$ et 15 M\$.

2 La juste valeur totale des options acquises au cours des exercices clos les 31 décembre 2020, 2019 et 2018 aux termes du régime OAAI s'est respectivement élevée à 30 M\$, à 32 M\$, et à 36 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 | 2020 | 2019 | 2018 |
|--|--------|--------|--------|
| Juste valeur, par option (en dollars canadiens) ¹ | 4,01 | 4,37 | 3,86 |
| Hypothèses servant à l'évaluation | | | |
| Durée prévue des options (en années) ² | 6 | 5 | 5 |
| Volatilité prévue ³ | 18,3 % | 19,9 % | 21,9 % |
| Taux de rendement prévu de l'action ⁴ | 5,9 % | 6,1 % | 6,4 % |
| Taux d'intérêt sans risque ⁵ | 1,3 % | 2,0 % | 2,2 % |

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 2020, 2019 et 2018, les justes valeurs par option se sont établies respectivement à 3,75 \$, à 4,04 \$ et à 3,75 \$ pour les salariés au Canada et à 3,62 \$ US, à 4,09 \$ US et à 3,30 \$ 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 cinq 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 2020, 2019 et 2018 s'est établie, respectivement, à 24 M\$, à 32 M\$ et à 28 M\$. Au 31 décembre 2020, 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 13 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 d'Enbridge 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 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 2020, un coefficient a été utilisé pour déterminer les attributions aux termes des UAFR de chaque exercice, soit 1,5 pour les UAFR de 2020, 1,0 pour les UAFR de 2019 et 1,8 pour les UAFR de 2018.

| | Nombre | Durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années) | Valeur intrinsèque totale |
|---|--------|--|---------------------------|
| 31 décembre 2020 | | | |
| (unités en milliers; valeur intrinsèque en millions de dollars canadiens) | | | |
| Unités en circulation au début de l'exercice | 2 189 | | |
| Unités attribuées | 1 034 | | |
| Unités annulées | (154) | | |
| Unités arrivées à échéance ¹ | (219) | | |
| Réinvestissement de dividendes | 206 | | |
| Unités en circulation à la fin de l'exercice | 3 056 | 2,2 | 129 |

1 Le montant total payé pour les exercices clos les 31 décembre 2020, 2019 et 2018 au titre des UAFR s'est élevé, respectivement, à 14 M\$, à 19 M\$ et à 18 M\$.

La charge de rémunération inscrite au titre des UAFR pour les exercices clos les 31 décembre 2020, 2019 et 2018 s'est établie, respectivement, à 76 M\$, à 40 M\$ et à 15 M\$. Au 31 décembre 2020, la charge de rémunération non comptabilisée liée aux UAFR attribuées non acquises s'établissait à 46 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 2020 | | | |
| <i>(unités en milliers; valeur intrinsèque en millions de dollars canadiens)</i> | | | |
| Unités en circulation au début de l'exercice | 1 624 | | |
| Unités attribuées | 1 281 | | |
| Unités annulées | (87) | | |
| Unités arrivées à échéance ¹ | (561) | | |
| Réinvestissement de dividendes | 196 | | |
| Unités en circulation à la fin de l'exercice | 2 453 | 2,5 | 104 |

¹ Le montant total payé au cours des exercices clos les 31 décembre 2020, 2019 et 2018 au titre des UAR s'est élevé, respectivement, à 27 M\$, à 34 M\$ et à 41 M\$.

La charge de rémunération inscrite à l'égard des UAR pour les exercices clos les 31 décembre 2020, 2019 et 2018 s'est établie, respectivement, à 44 M\$, à 41 M\$ et à 32 M\$. Au 31 décembre 2020, la charge de rémunération non comptabilisée relative à l'attribution d'UAR encore non acquises s'établissait à 50 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 2020, 2019 et 2018 :

| | Couvertures de flux de trésorerie | Composantes des couvertures de juste valeur non prises en compte | Couvertures d'investissement 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 2020 | (1 073) | — | (317) | 1 396 | 67 | (345) | (272) |
| Autres éléments du résultat global conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global | (591) | 5 | 115 | (828) | (2) | (221) | (1 522) |
| Autres éléments du résultat global reclassés dans le bénéfice | | | | | | | |
| Contrats de taux d'intérêt ¹ | 253 | — | — | — | — | — | 253 |
| Contrats de change ³ | 5 | — | — | — | — | — | 5 |
| Autres contrats ⁴ | (2) | — | — | — | — | — | (2) |
| Amortissement de la perte actuarielle au titre des prestations de retraite et des ACR et des coûts des services passés ⁵ | — | — | — | — | — | 17 | 17 |
| | (335) | 5 | 115 | (828) | (2) | (204) | (1 249) |
| Incidence fiscale | | | | | | | |
| Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global | 140 | — | (13) | — | 1 | 54 | 182 |
| Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice | (58) | — | — | — | — | (4) | (62) |
| | 82 | — | (13) | — | 1 | 50 | 120 |
| Solde au 31 décembre 2020 | (1 326) | 5 | (215) | 568 | 66 | (499) | (1 401) |

| | Couvertures de flux de trésorerie | Couvertures d'investissement 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 |

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

2 Montant comptabilisé 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 Montant comptabilisé 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 3 %.

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 à l'aide de swaps taux fixe-taux variable. Au 31 décembre 2020, 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 2,3 %.

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.

RISQUE LIÉ À LA PANDÉMIE DE COVID-19

La propagation de la COVID-19 a entraîné une forte volatilité au Canada, aux États-Unis et sur les marchés internationaux. Malgré les mesures proactives que nous avons prises pour assurer une livraison sécuritaire et fiable de l'énergie pendant la pandémie, il demeure impossible de prévoir les conséquences de la COVID-19 sur nos activités en raison de la nature changeante des circonstances.

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 utilisés comme couvertures de juste valeur | Instruments dérivés non admissibles | Total brut des instruments dérivés tel qu'il est présenté | Montants disponibles à des fins de compensation | Total net des instruments dérivés |
|--|--|---|--|-------------------------------------|---|---|-----------------------------------|
| 31 décembre 2020 | | | | | | | |
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | | | | | |
| Comptes débiteurs et autres créances | | | | | | | |
| Contrats de change | — | — | — | 180 | 180 | (28) | 152 |
| Contrats de taux d'intérêt | — | — | — | — | — | — | — |
| Contrats sur marchandises | — | — | — | 143 | 143 | (81) | 62 |
| Autres contrats | — | — | — | — | — | — | — |
| | — | — | — | 323 | 323 ¹ | (109) | 214 |
| Montants reportés et autres actifs | | | | | | | |
| Contrats de change | 14 | — | — | 452 | 466 | (218) | 248 |
| Contrats de taux d'intérêt | 56 | — | — | — | 56 | (25) | 31 |
| Contrats sur marchandises | — | — | — | 39 | 39 | (9) | 30 |
| Autres contrats | — | — | — | — | — | — | — |
| | 70 | — | — | 491 | 561 | (252) | 309 |
| Comptes créditeurs et autres dettes | | | | | | | |
| Contrats de change | (5) | — | (29) | (151) | (185) | 28 | (157) |
| Contrats de taux d'intérêt | (423) | — | — | (2) | (425) | — | (425) |
| Contrats sur marchandises | (2) | — | — | (278) | (280) | 81 | (199) |
| Autres contrats | (1) | — | — | (3) | (4) | — | (4) |
| | (431) | — | (29) | (434) | (894) ² | 109 | (785) |
| Autres passifs à long terme | | | | | | | |
| Contrats de change | — | — | (87) | (673) | (760) | 218 | (542) |
| Contrats de taux d'intérêt | (218) | — | — | (23) | (241) | 25 | (216) |
| Contrats sur marchandises | (1) | — | — | (57) | (58) | 9 | (49) |
| Autres contrats | — | — | — | — | — | — | — |
| | (219) | — | (87) | (753) | (1 059) | 252 | (807) |
| Total des actifs (passifs) dérivés, montant net | | | | | | | |
| Contrats de change | 9 | — | (116) | (192) | (299) | — | (299) |
| Contrats de taux d'intérêt | (585) | — | — | (25) | (610) | — | (610) |
| Contrats sur marchandises | (3) | — | — | (153) | (156) | — | (156) |
| Autres contrats | (1) | — | — | (3) | (4) | — | (4) |
| | (580) | — | (116) | (373) | (1 069) | — | (1 069) |

1 Montant comptabilisé au poste « Comptes débiteurs et autres créances » (323 M\$ en 2020; 327 M\$ en 2019) et au poste « Montants à recevoir de sociétés affiliées » (néant en 2020; 1 M\$ en 2019) aux états consolidés de la situation financière.

2 Montant comptabilisé au poste « Comptes créditeurs et autres dettes » (894 M\$ en 2020; 920 M\$ en 2019) et au poste « Montants à payer à des sociétés affiliées » (néant en 2020; 16 M\$ en 2019) aux états consolidés de la situation financière.

| 31 décembre 2019 | 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 | — | — | 161 | 161 | (78) | 83 |
| Contrats sur marchandises | — | — | 163 | 163 | (47) | 116 |
| Autres contrats | 1 | — | 3 | 4 | — | 4 |
| | 1 | — | 327 | 328 | (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) | 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) |

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

| Aux 31 décembre | 2020 | | | | | 2019 | | |
|---|-------|--------|-------|-------|------|--------------|-------------------|-------------------|
| | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Par la suite | Total | Total |
| Contrats de change – contrats à terme en dollars américains – achat <i>(en millions de dollars américains)</i> | 1 772 | 1 750 | — | — | — | — | 3 522 | 1 121 |
| Contrats de change – contrats à terme en dollars américains – vente <i>(en millions de dollars américains)</i> | 5 718 | 5 853 | 3 784 | 1 856 | 648 | — | 17 859 | 19 419 |
| Contrats de change – contrats à terme en livres sterling – vente <i>(en millions de livres sterling)</i> | 88 | 28 | 29 | 30 | 30 | 60 | 265 | 298 |
| Contrats de change – contrats à terme en euros – vente <i>(en millions d'euros)</i> | 94 | 94 | 92 | 91 | 86 | 428 | 885 | 909 |
| Contrats de change – contrats à terme en yens – achat <i>(en millions de yens)</i> | — | 72 500 | — | — | — | — | 72 500 | 72 500 |
| Contrats de taux d'intérêt – taux fixe à payer à court terme <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | 4 036 | 397 | 47 | 35 | 30 | 90 | 4 635 | 10 784 |
| Contrats de taux d'intérêt – taux fixe à payer à long terme <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | 2 067 | 1 992 | 1 337 | — | — | — | 5 396 | 5 102 |
| Contrats sur actions <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | 44 | 7 | 11 | — | — | — | 62 | 54 |
| Contrats sur marchandises – gaz naturel <i>(en milliards de pieds cubes)</i> | 114 | 32 | 13 | 3 | 11 | — | 173 | (1) |
| Contrats sur marchandises – pétrole brut <i>(en millions de barils)</i> | 14 | 1 | — | — | — | — | 15 | 28 |
| Contrats sur marchandises – LGN <i>(en millions de barils)</i> | — | — | — | — | — | — | — | 2 |
| Contrats sur marchandises – électricité <i>(en mégawattheures (« MWh »))</i> | (3) | (43) | (43) | (43) | (43) | — | (35) ¹ | (16) ¹ |

¹ 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.

| | 2020 | 2019 | 2018 |
|--|--------------|--------------|--------------|
| <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 | (1) | (19) | 19 |
| Contrats de taux d'intérêt | (595) | (559) | (190) |
| Contrats sur marchandises | 2 | (25) | 2 |
| Autres contrats | (3) | 10 | (3) |
| Couvertures de juste valeur | | | |
| Contrats de change | 5 | — | — |
| Couvertures d'investissement net | | | |
| Contrats de change | 13 | 2 | 31 |
| | (579) | (591) | (141) |
| Montant des (gains) pertes reclassés du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net | | | |
| Contrats de change ¹ | 5 | 5 | 5 |
| Contrats de taux d'intérêt ² | 253 | 157 | 184 |
| Contrats sur marchandises ³ | — | (1) | (1) |
| Autres contrats ⁴ | (2) | (3) | 3 |
| | 256 | 158 | 191 |

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.

3 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.

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

Nous estimons qu'une perte de 127 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 2020, la durée maximale des couvertures de flux de trésorerie était de 36 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.

| Exercices clos les 31 décembre | 2020 | 2019 |
|---|-------|------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | |
| Perte non réalisée sur dérivé | (116) | — |
| Gain non réalisé sur élément couvert | 133 | — |
| Perte réalisée sur dérivé | (12) | — |
| Perte réalisée sur élément couvert | — | — |

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 | 2020 | 2019 | 2018 |
|---|-------|-------|---------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | |
| Contrats de change ¹ | 902 | 1 626 | (1 390) |
| Contrats de taux d'intérêt ² | (25) | 178 | 5 |
| Contrats sur marchandises ³ | (114) | (62) | 485 |
| Autres contrats ⁴ | (7) | 9 | (3) |
| Total des gains (pertes) non réalisés liés à la variation de la juste valeur des dérivés, montant net | 756 | 1 751 | (903) |

1 Pour les exercices indiqués, comptabilisés au poste « Transport et autres services » dans les produits (gain de 533 M\$ en 2020; gain de 930 M\$ en 2019; perte de 1 108 M\$ en 2018) et au poste « Gain (perte) de change net » (gain de 369 M\$ en 2020; gain de 696 M\$ en 2019; perte de 282 M\$ en 2018) aux états consolidés des résultats.

2 Comptabilisés comme une augmentation 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 2 M\$ en 2020; perte de 26 M\$ en 2019; gain de 66 M\$ en 2018), au poste « Ventes de marchandises » (perte de 321 M\$ en 2020; perte de 544 M\$ en 2019; gain de 599 M\$ en 2018), au poste « Coûts des marchandises » (gain de 207 M\$ en 2020; gain de 459 M\$ en 2019; perte de 193 M\$ en 2018) et au poste « Exploitation et administration » (gain de 2 M\$ en 2020; gain de 49 M\$ en 2019; gain de 13 M\$ en 2018) 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 débentures 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 2020. 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 | 2020 | 2019 |
|---|------|------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | |
| Institutions financières au Canada | 481 | 146 |
| Institutions financières aux États-Unis | 99 | 40 |
| Institutions financières en Europe | 28 | 3 |
| Institutions financières en Asie | 167 | 92 |
| Autres ¹ | 97 | 113 |
| | 872 | 394 |

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 2020, 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. Nous ne détenons aucune garantie en trésorerie à l'égard d'expositions à des actifs dérivés aux 31 décembre 2020 et 2019.

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 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 de contrats à terme sur marchandises avec livraison physique. Nous ne détenons aucun autre instrument financier de 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 :

| | Niveau 1 | Niveau 2 | Niveau 3 | Total brut des instruments dérivés |
|---|----------|----------|----------|---|
| 31 décembre 2020 | | | | |
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | | |
| Actifs financiers | | | | |
| Actifs dérivés à court terme | | | | |
| Contrats de change | — | 180 | — | 180 |
| Contrats de taux d'intérêt | — | — | — | — |
| Contrats sur marchandises | 43 | 33 | 67 | 143 |
| | 43 | 213 | 67 | 323 |
| Actifs dérivés à long terme | | | | |
| Contrats de change | — | 466 | — | 466 |
| Contrats de taux d'intérêt | — | 56 | — | 56 |
| Contrats sur marchandises | 1 | 24 | 14 | 39 |
| | 1 | 546 | 14 | 561 |
| Passifs financiers | | | | |
| Passifs dérivés à court terme | | | | |
| Contrats de change | — | (185) | — | (185) |
| Contrats de taux d'intérêt | — | (425) | — | (425) |
| Contrats sur marchandises | (39) | (18) | (223) | (280) |
| Autres contrats | — | (4) | — | (4) |
| | (39) | (632) | (223) | (894) |
| Passifs dérivés à long terme | | | | |
| Contrats de change | — | (760) | — | (760) |
| Contrats de taux d'intérêt | — | (241) | — | (241) |
| Contrats sur marchandises | (1) | (8) | (49) | (58) |
| | (1) | (1 009) | (49) | (1 059) |
| Total des actifs (passifs) financiers, montant net | | | | |
| Contrats de change | — | (299) | — | (299) |
| Contrats de taux d'intérêt | — | (610) | — | (610) |
| Contrats sur marchandises | 4 | 31 | (191) | (156) |
| Autres contrats | — | (4) | — | (4) |
| | 4 | (882) | (191) | (1 069) |

| 31 décembre 2019 | Niveau 1 | Niveau 2 | Niveau 3 | Total brut des instruments dérivés |
|---|----------|----------|----------|---|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | | |
| 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 de taux d'intérêt | — | 12 | 5 | 17 |
| Contrats sur marchandises | — | 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) |
| | (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) |
| | — | (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) |

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 2020 | 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 | 5 | Prix à terme du gaz | 2,59 | 4,50 | 3,14 | dollars par MBTU ² |
| Pétrole brut | (17) | Prix à terme du brut | 41,31 | 57,40 | 47,57 | dollars par baril |
| LGN | 2 | Prix à terme des LGN | 0,45 | 1,04 | 0,96 | dollars par gallon |
| Électricité | (48) | Prix à terme de l'électricité | 19,40 | 72,71 | 57,18 | dollars par MWh |
| Contrats sur marchandises – avec livraison physique¹ | | | | | | |
| Gaz naturel | 16 | Prix à terme du gaz | 1,94 | 6,21 | 3,04 | dollars par MBTU ² |
| Pétrole brut | (147) | Prix à terme du brut | 42,06 | 63,25 | 47,55 | dollars par baril |
| LGN | 2 | Prix à terme des LGN | 0,44 | 1,50 | 0,71 | dollars par gallon |
| | (191) | | | | | |

1 Les contrats à terme sur marchandises avec livraison physique et contrats 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 | 2020 | 2019 |
|--|-------|------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | |
| Montant net des passifs dérivés de niveau 3 au début de la période | (69) | (11) |
| Total des gains (pertes) | | |
| Compris dans le résultat ¹ | (123) | 27 |
| Compris dans les autres éléments du résultat global | 2 | (25) |
| Règlements | (1) | (60) |
| Montant net des passifs dérivés de niveau 3 à la fin de la période | (191) | (69) |

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.

Il n'y a eu aucun transfert depuis le niveau 3 ou vers le niveau 3 aux 31 décembre 2020 et 2019.

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 2020 et 2019, nous avons constaté, respectivement, un gain de change non réalisé de 117 M\$ et un gain de 317 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 13 M\$ et de 2 M\$, respectivement, dans les autres éléments du résultat global. Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019, nous avons constaté dans les autres éléments du résultat global des pertes réalisées de 15 M\$ et de néant, respectivement, relativement au règlement des contrats de change à terme ainsi que des pertes réalisées de néant et de néant, respectivement, relativement au règlement de la dette libellée en dollars américains, instruments qui étaient arrivés à échéance durant la période.

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, 52 M\$ et 99 M\$ aux 31 décembre 2020 et 2019.

Au premier trimestre de 2020, nous avons comptabilisé une perte de valeur durable de 1,7 G\$ d'un de nos satellites, DCP Midstream (*note 13*). Pour calculer cette perte de valeur, nous avons comparé la valeur comptable de notre participation dans DCP Midstream à sa juste valeur au 31 mars 2020. La juste valeur était fondée sur le cours des parts de DCP Midstream, LP négociées sur le marché au 31 mars 2020 et correspondait donc à une évaluation de niveau 2. La valeur comptable de DCP Midstream s'établissait à 331 M\$ au 31 décembre 2020.

Au troisième trimestre de 2020, nous avons comptabilisé des pertes de valeur durables de deux de nos satellites, soit SESH et Steckman Ridge (*note 13*). Pour calculer ces pertes de valeur, nous avons comparé la valeur comptable de ces satellites à leur juste valeur. Les justes valeurs ont été déterminées d'après un modèle de flux de trésorerie actualisés reposant sur des données non observables sur le marché, ce qui en fait des évaluations de niveau 3. Un coût du capital moyen pondéré de 8 % et un taux de croissance à long terme des produits de 0,5 % ont été présumés dans l'estimation de la juste valeur de SESH, tandis qu'un coût du capital moyen pondéré de 9 % et un taux de croissance à long terme des produits de 1 % ont été présumés dans l'estimation de la juste valeur de Steckman Ridge. Au 31 décembre 2020, la valeur comptable de SESH et de Steckman Ridge s'établissait respectivement à 84 M\$ et 90 M\$.

Nous avons des investissements à long terme soumis à restrictions détenus en fiducie totalisant respectivement 553 M\$ et 434 M\$ aux 31 décembre 2020 et 2019 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 567 M\$ et de 580 M\$, respectivement, aux 31 décembre 2020 et 2019. 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 %. La juste valeur de ce placement dans des actions privilégiées avoisinait sa valeur nominale de 567 M\$ et 580 M\$, respectivement, aux 31 décembre 2020 et 2019.

Aux 31 décembre 2020 et 2019, la valeur comptable de notre dette à long terme était, respectivement, de 66,1 G\$ et de 64,4 G\$, avant les frais d'émission de la dette, et sa juste valeur était, respectivement, de 75,1 G\$ et de 70,5 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 2020 et 2019, les billets à recevoir à long terme avaient une valeur comptable respective de 1,1 G\$ et de 1,0 G\$, 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.

25. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

RAPPROCHEMENT DES TAUX D'IMPOSITION

| Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens) | 2020 | 2019 | 2018 |
|---|--------|--------|-------|
| Bénéfice avant impôts | 4 190 | 7 535 | 3 570 |
| Taux d'imposition réglementaire fédéral du Canada | 15 % | 15 % | 15 % |
| Impôts prévus au taux réglementaire fédéral | 629 | 1 130 | 536 |
| Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants : | | | |
| Impôts des provinces et des États sur les bénéfices ¹ | 288 | 415 | (24) |
| Écarts des taux réglementaires et des taux d'imposition à l'étranger ² | (53) | 129 | 94 |
| Incidence de la réforme fiscale américaine | — | — | (2) |
| Incidences du traitement comptable s'appliquant aux activités à tarifs réglementés ³ | (145) | (63) | (163) |
| Montant déductible des frais d'intérêts à l'étranger ⁴ | (4) | (29) | (134) |
| Impôt de la Partie VI.1, moins la déduction pour l'impôt de la partie I ⁵ | 76 | 78 | 76 |
| Perte de valeur de l'écart d'acquisition | — | — | 192 |
| Impôt BEAT des États-Unis | 44 | 67 | 43 |
| Partie non imposable du gain à la vente d'un placement à une partie non liée ⁶ | — | — | 31 |
| Provision pour moins-value ⁷ | (6) | 26 | (172) |
| Placements intersociétés ⁸ | — | (14) | (149) |
| Participations ne donnant pas le contrôle | (8) | (13) | (47) |
| Autres | (47) | (18) | (44) |
| Charge d'impôts | 774 | 1 708 | 237 |
| Taux d'imposition effectif | 18,5 % | 22,7 % | 6,6 % |

1 La variation des impôts des provinces et des États entre 2019 et 2020 reflète la diminution du bénéfice d'exploitation et l'incidence de l'imputation d'impôts étatiques et de modifications des taux d'imposition aux États-Unis et au Canada.

2 La variation des écarts des taux réglementaires et des taux d'imposition à l'étranger de 2019 à 2020 tient compte de la diminution du bénéfice d'exploitation aux États-Unis.

3 Le montant pour 2019 comprend la composante fédérale relativement à l'avantage fiscal découlant de la radiation d'actifs réglementaires.

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 La diminution en 2020 est attribuable à la composante fédérale de l'incidence fiscale d'une provision pour moins-value sur les actifs d'impôts reportés dont la réalisation, en 2019, n'était pas plus probable qu'improbable.

8 Les montants de 2019 et 2018 correspondent 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 LRMA et pour les actifs d'énergie renouvelable, respectivement.

COMPOSANTES DU BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS ET DES IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

| Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | 2020 | 2019 | 2018 |
|---|--------------|--------------|--------------|
| Bénéfice avant impôts sur les bénéfices | | | |
| Canada | 2 789 | 3 560 | 118 |
| États-Unis | 407 | 3 115 | 2 582 |
| Autres | 994 | 860 | 870 |
| | 4 190 | 7 535 | 3 570 |
| Impôts exigibles | | | |
| Canada | 165 | 347 | 311 |
| États-Unis | 64 | 107 | 66 |
| Autres | 98 | 98 | 8 |
| | 327 | 552 | 385 |
| Impôts reportés | | | |
| Canada | 378 | 490 | (598) |
| États-Unis | 66 | 672 | 439 |
| Autres | 3 | (6) | 11 |
| | 447 | 1 156 | (148) |
| Charge d'impôts | 774 | 1 708 | 237 |

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 <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | 2020 | 2019 |
|--|-----------------|-----------------|
| Passifs d'impôts reportés | | |
| Immobilisations corporelles | (7 786) | (7 290) |
| Placements | (4 649) | (4 620) |
| Actifs réglementaires | (1 156) | (1 052) |
| Autres | (127) | (40) |
| Total des passifs d'impôts reportés | (13 718) | (13 002) |
| Actifs d'impôts reportés | | |
| Instruments financiers | 518 | 679 |
| Régimes de retraite et d'ACR | 251 | 206 |
| Report en avant de pertes | 2 005 | 1 693 |
| Autres | 1 461 | 1 641 |
| Total des actifs d'impôts reportés | 4 235 | 4 219 |
| Moins la provision pour moins-value | (79) | (84) |
| Total des actifs d'impôts reportés, montant net | 4 156 | 4 135 |
| Passifs d'impôts reportés, montant net | (9 562) | (8 867) |
| Montants présentés comme suit : | | |
| Total des actifs d'impôts reportés | 770 | 1 000 |
| Total des passifs d'impôts reportés | (10 332) | (9 867) |
| Passifs d'impôts reportés, montant net | (9 562) | (8 867) |

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 2020 et 2019, nous avons comptabilisé une économie au titre des reports en avant de pertes fiscales inutilisées au Canada, respectivement de 2,6 G\$ et de 3,2 G\$, qui commencent à expirer à compter de 2026.

Aux 31 décembre 2020 et 2019, nous avons comptabilisé une économie au titre des reports en avant de pertes fiscales inutilisées aux États-Unis, respectivement de 5,8 G\$ et de 3,6 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 5,5 G\$ et à 5,3 G\$ aux 31 décembre 2020 et 2019. 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'examens 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 2013 à 2020 et par les autorités fiscales américaines pour les années d'imposition 2017 à 2020. Pour l'heure, nous faisons l'objet d'un examen fiscal au Canada pour les années d'imposition 2014 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.

ÉCONOMIES D'IMPÔTS NON COMPTABILISÉES

| Exercices clos les 31 décembre | 2020 | 2019 |
|---|------|------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | |
| Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice | 129 | 139 |
| Augmentations brutes des positions fiscales de l'exercice | 1 | 1 |
| Diminutions brutes des positions fiscales de l'exercice antérieur | (1) | (1) |
| Variation des taux de change | (3) | (4) |
| Expiration du délai de prescription | (5) | (6) |
| Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice | 121 | 129 |

Si elles étaient comptabilisées, les économies d'impôts non comptabilisées au 31 décembre 2020 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 intérêts et les pénalités compris dans les impôts sur les bénéfices des exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019 reflètent respectivement une charge de 3 M\$ et une charge de 3 M\$ au titre des intérêts et des pénalités. Aux 31 décembre 2020 et 2019, des intérêts et des pénalités à payer totalisant respectivement 17 M\$ et 15 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 | |
|---|--------|-------|------------|-------|
| | 2020 | 2019 | 2020 | 2019 |
| <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 | 4 446 | 3 997 | 1 230 | 1 214 |
| Coût des services | 148 | 149 | 44 | 45 |
| Coût financier | 128 | 139 | 31 | 41 |
| Cotisations des participants | 31 | 32 | — | — |
| Pertes actuarielles ¹ | 292 | 423 | 95 | 106 |
| Prestations versées | (190) | (187) | (128) | (101) |
| Règlements au titre des régimes ² | — | (99) | — | (1) |
| Transferts hors des régimes | — | (8) | — | (6) |
| Incidence de la fluctuation des taux de change | — | — | (23) | (63) |
| Autres | — | — | (6) | (5) |
| Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice ³ | 4 855 | 4 446 | 1 243 | 1 230 |
| Variation des actifs des régimes | | | | |
| Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice | 3 827 | 3 523 | 1 104 | 1 045 |
| Rendement réel des actifs des régimes | 288 | 448 | 83 | 176 |
| Cotisations versées par l'employeur | 121 | 114 | 27 | 46 |
| Cotisations des participants | 31 | 32 | — | — |
| Prestations versées | (190) | (187) | (128) | (101) |
| Règlements au titre des régimes ² | — | (99) | — | (1) |
| Transferts hors des régimes | — | (4) | — | — |
| Incidence de la fluctuation des taux de change | — | — | (18) | (56) |
| Autres | — | — | (6) | (5) |
| Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice ⁴ | 4 077 | 3 827 | 1 062 | 1 104 |
| Situation de sous-capitalisation à la fin de l'exercice | (778) | (619) | (181) | (126) |
| Montants présentés comme suit : | | | | |
| Montants reportés et autres actifs | 35 | 35 | — | — |
| Comptes créditeurs et autres dettes | (9) | (9) | (3) | (4) |
| Autres passifs à long terme | (804) | (645) | (178) | (122) |
| | (778) | (619) | (181) | (126) |

1 Attribuable essentiellement à la baisse du taux d'actualisation ayant servi au calcul des obligations au titre des prestations.

2 Les règlements au titre des régimes pour les régimes canadiens découlent de la vente de notre entreprise sous réglementation fédérale BC Field Services.

3 L'obligation au titre des prestations constituées de nos régimes de retraite canadiens s'est établie, respectivement, à 4,5 G\$ et à 4,0 G\$ aux 31 décembre 2020 et 2019. L'obligation au titre des prestations constituées de nos régimes de retraite américains s'est établie à 1,2 G\$ aux 31 décembre 2020 et 2019.

4 Des actifs de 11 M\$ (10 M\$ en 2019) et de 59 M\$ (51 M\$ en 2019) relatifs à nos obligations au titre de nos régimes de retraite supplémentaires non enregistrés canadiens et américains sont détenus dans des fiduciaires cédantes et des fiduciaires rabbi 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 des obligations au titre des prestations constituées et projetées 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 | |
|---|--------|-------|------------|------|
| | 2020 | 2019 | 2020 | 2019 |
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | | |
| Obligation au titre des prestations projetées | 4 434 | 1 481 | 1 243 | 103 |
| Obligation au titre des prestations constituées | 4 094 | 1 361 | 1 207 | 98 |
| Juste valeur des actifs des régimes | 3 621 | 1 087 | 1 062 | — |

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 | |
|--|--------|------|------------|------|
| | 2020 | 2019 | 2020 | 2019 |
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | | |
| Pertes actuarielles nettes | 542 | 445 | 233 | 134 |
| Crédits pour services passés | — | — | (1) | (2) |
| Montant total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global ¹ | 542 | 445 | 232 | 132 |

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 | | |
|--|--------|-------|-------|------------|------|------|
| | 2020 | 2019 | 2018 | 2020 | 2019 | 2018 |
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | | | | |
| Coût des services | 148 | 149 | 149 | 44 | 45 | 45 |
| Coût financier ¹ | 128 | 139 | 130 | 31 | 41 | 38 |
| Rendement prévu des actifs des régimes ¹ | (260) | (245) | (245) | (88) | (78) | (88) |
| Amortissement/règlement des pertes actuarielles nettes ¹ | 42 | 41 | 25 | 1 | 2 | 7 |
| Amortissement/réduction des (crédits) coûts des services passés ¹ | — | — | — | (1) | (1) | 3 |
| Coût net des prestations | 58 | 84 | 59 | (13) | 9 | 5 |
| Coût au titre des régimes à cotisations déterminées | 6 | 8 | 11 | — | — | — |
| Coût net des prestations comptabilisé en résultat | 64 | 92 | 70 | (13) | 9 | 5 |
| Montant comptabilisé dans les autres éléments du résultat global : | | | | | | |
| Incidence de la combinaison des régimes | — | — | — | — | (6) | — |
| Amortissement/règlement des pertes actuarielles nettes | (21) | (26) | (11) | (1) | (2) | (7) |
| Amortissement/réduction des (crédits) coûts des services passés | — | — | — | 1 | 1 | (3) |
| Pertes actuarielles nettes, pour l'exercice | 118 | 115 | 112 | 100 | 8 | 28 |
| Montant total comptabilisé dans les autres éléments du résultat global | 97 | 89 | 101 | 100 | 1 | 18 |
| Montant total comptabilisé dans le résultat global | 161 | 181 | 171 | 87 | 10 | 23 |

¹ Comptabilisé au poste « Autres produits (charges) » des états consolidés des résultats.

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 | | |
|---|--------|-------|-------|------------|-------|-------|
| | 2020 | 2019 | 2018 | 2020 | 2019 | 2018 |
| Obligations au titre des prestations projetées | | | | | | |
| Taux d'actualisation | 2,6 % | 3,0 % | 3,8 % | 2,2 % | 3,0 % | 3,9 % |
| Taux d'augmentation des salaires | 2,3 % | 3,2 % | 3,2 % | 2,7 % | 2,9 % | 2,8 % |
| Taux d'intérêt créditeur des soldes en trésorerie | S.O. | S.O. | S.O. | 4,3 % | 4,5 % | 4,5 % |
| Coût net des prestations | | | | | | |
| Taux d'actualisation | 3,0 % | 3,8 % | 3,6 % | 3,0 % | 3,9 % | 3,4 % |
| Taux de rendement des actifs des régimes | 6,8 % | 7,0 % | 6,8 % | 7,9 % | 8,0 % | 7,4 % |
| Taux d'augmentation des salaires | 3,2 % | 3,2 % | 3,2 % | 2,9 % | 2,9 % | 2,9 % |
| Taux d'intérêt créditeur des soldes en trésorerie | S.O. | S.O. | S.O. | 4,5 % | 4,5 % | 4,5 % |

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 | |
|---|--------|-------|------------|-------|
| | 2020 | 2019 | 2020 | 2019 |
| <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 | 293 | 282 | 288 | 305 |
| Coût des services | 5 | 5 | 2 | 2 |
| Coût financier | 8 | 10 | 7 | 10 |
| Cotisations des participants | — | — | 4 | 5 |
| Pertes actuarielles ¹ | 21 | 15 | 17 | 7 |
| Prestations versées | (6) | (6) | (28) | (28) |
| Modifications aux régimes | — | — | (33) | — |
| Variation des taux de change | — | — | (4) | (15) |
| Autres | — | (13) | 1 | 2 |
| Obligation cumulée au titre des ACR à la fin de l'exercice | 321 | 293 | 254 | 288 |
| Variation des actifs des régimes | | | | |
| Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice | — | — | 188 | 181 |
| Rendement réel des actifs des régimes | — | — | 14 | 27 |
| Cotisations de l'employeur | 6 | 6 | 12 | 10 |
| Cotisations des participants | — | — | 4 | 5 |
| Prestations versées | (6) | (6) | (28) | (28) |
| Variation des taux de change | — | — | (3) | (9) |
| Autres | — | — | 1 | 2 |
| Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice | — | — | 188 | 188 |
| Situation de sous-capitalisation à la fin de l'exercice | (321) | (293) | (66) | (100) |
| Montants présentés comme suit : | | | | |
| Montants reportés et autres actifs | — | — | 19 | — |
| Comptes créditeurs et autres dettes | (13) | (12) | (6) | (8) |
| Autres passifs à long terme | (308) | (281) | (79) | (92) |
| | (321) | (293) | (66) | (100) |

1 Attribuables essentiellement à la baisse du taux d'actualisation ayant servi au calcul des obligations au titre des prestations.

Certains de nos régimes d'ACR ont des obligations au titre des prestations cumulées excédant la juste valeur de leurs propres actifs. Pour ces régimes, les obligations au titre des prestations constituées et la juste valeur des actifs des régimes s'établissent comme suit :

| 31 décembre | Canada | | États-Unis | |
|---|--------|------|------------|------|
| | 2020 | 2019 | 2020 | 2019 |
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | | |
| Obligation au titre des prestations constituées | 321 | 293 | 191 | 288 |
| Juste valeur des actifs des régimes | — | — | 106 | 188 |

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 | |
|--|--------|------|------------|------|
| | 2020 | 2019 | 2020 | 2019 |
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | | |
| (Gains) pertes actuariels nets | 15 | (7) | (7) | (23) |
| Crédits pour services passés | (1) | (1) | (44) | (13) |
| Montant total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global ¹ | 14 | (8) | (51) | (36) |

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 | | |
|--|--------|------|------|------------|------|------|
| | 2020 | 2019 | 2018 | 2020 | 2019 | 2018 |
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | | | | |
| Coût des services | 5 | 5 | 8 | 2 | 2 | 3 |
| Coût financier ¹ | 8 | 10 | 10 | 7 | 10 | 10 |
| Rendement prévu des actifs des régimes ¹ | — | — | — | (12) | (12) | (12) |
| Amortissement/règlement des gains actuariels nets ¹ | (1) | (7) | — | (1) | — | (1) |
| Amortissement/réduction des crédits pour services passés ¹ | — | (1) | — | (2) | (2) | (4) |
| Coût net des prestations comptabilisé en résultat | 12 | 7 | 18 | (6) | (2) | (4) |
| Montant comptabilisé dans les autres éléments du résultat global : | | | | | | |
| Amortissement/règlement des gains actuariels nets | 1 | 7 | — | 1 | — | 1 |
| Amortissement/réduction des crédits pour services passés | — | 1 | — | 2 | 2 | 4 |
| (Gains) pertes actuariels pour l'exercice | 21 | 15 | (46) | 15 | (8) | (1) |
| Crédits pour services passés | — | — | — | (33) | — | (8) |
| Montant total comptabilisé dans les autres éléments du résultat global | 22 | 23 | (46) | (15) | (6) | (4) |
| Montant total comptabilisé dans le résultat global | 34 | 30 | (28) | (21) | (8) | (8) |

1 Comptabilisé au poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats.

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 | | |
|--|--------|-------|-------|------------|-------|-------|
| | 2020 | 2019 | 2018 | 2020 | 2019 | 2018 |
| Obligations cumulées au titre des ACR | | | | | | |
| Taux d'actualisation | 2,6 % | 3,1 % | 3,8 % | 2,0 % | 2,8 % | 4,0 % |
| Coût net des prestations | | | | | | |
| Taux d'actualisation | 3,1 % | 3,8 % | 3,6 % | 2,8 % | 4,0 % | 3,3 % |
| Taux de rendement des actifs des régimes | S.O. | S.O. | S.O. | 6,7 % | 6,7 % | 5,7 % |

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 | |
|---|--------|-------|------------|-------|
| | 2020 | 2019 | 2020 | 2019 |
| Taux tendanciels hypothétiques du coût des soins de santé pour le prochain exercice | 4,0 % | 4,0 % | 6,8 % | 7,2 % |
| Taux auquel le taux tendanciel du coût est présumé diminuer (taux tendanciel final) | 4,0 % | 4,0 % | 4,5 % | 4,5 % |
| Exercice au cours duquel le taux tendanciel final sera atteint | S.O. | S.O. | 2037 | 2037 |

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 | |
| | | 2020 | 2019 | | 2020 | 2019 |
| Titres de participation | 43,5 % | 47,2 % | 46,4 % | 45,0 % | 55,6 % | 55,2 % |
| Titres à revenu fixe | 30,0 % | 29,6 % | 31,0 % | 20,0 % | 17,2 % | 19,8 % |
| Placements non traditionnels ¹ | 26,5 % | 23,2 % | 22,6 % | 35,0 % | 27,2 % | 25,0 % |

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 2020 | | | | | | | | |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie | 213 | — | — | 213 | 5 | — | — | 5 |
| Titres de participation | | | | | | | | |
| Titres canadiens | 178 | 188 | — | 366 | — | — | — | — |
| Titres américains | 2 | — | — | 2 | — | — | — | — |
| Titres mondiaux | — | 1 556 | — | 1 556 | — | 590 | — | 590 |
| Titres à revenu fixe | | | | | | | | |
| Titres gouvernementaux | 207 | 378 | — | 585 | — | 75 | — | 75 |
| Titres de sociétés | — | 410 | — | 410 | — | 103 | — | 103 |
| Placements non traditionnels ⁴ | — | — | 912 | 912 | — | — | 289 | 289 |
| Contrats de change à terme | — | 33 | — | 33 | — | — | — | — |
| Total de l'actif des régimes de retraite à la juste valeur | 600 | 2 565 | 912 | 4 077 | 5 | 768 | 289 | 1 062 |
| 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 |

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. La valeur des fonds est fondée sur la valeur de l'actif net des fonds qui investissent directement dans les placements sous-jacents susmentionnés. La valeur des placements a été estimée au moyen des comptes de capital représentant la participation des régimes dans les fonds.

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 | |
|---|--------|------|------------|------|
| | 2020 | 2019 | 2020 | 2019 |
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | | |
| Solde au début de l'exercice | 852 | 562 | 276 | 130 |
| Gains (pertes) réalisés et non réalisés | (27) | 10 | 7 | 13 |
| Acquisitions et règlements, montant net | 87 | 280 | 6 | 133 |
| Solde à la fin de l'exercice | 912 | 852 | 289 | 276 |

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 2020 | | | | | | | | |
| Titres de participation | | | | | | | | |
| Titres américains | — | — | — | — | — | 35 | — | 35 |
| Titres mondiaux | — | — | — | — | — | 79 | — | 79 |
| Titres à revenu fixe | | | | | | | | |
| Titres gouvernementaux | — | — | — | — | 38 | 6 | — | 44 |
| Titres de sociétés | — | — | — | — | — | 8 | — | 8 |
| Placements non traditionnels ⁴ | — | — | — | — | — | — | 22 | 22 |
| Total de l'actif des ACR à la juste valeur | — | — | — | — | 38 | 128 | 22 | 188 |
| 31 décembre 2019 | | | | | | | | |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie | — | — | — | — | 2 | — | — | 2 |
| Titres de participation | | | | | | | | |
| Titres américains | — | — | — | — | — | 75 | — | 75 |
| Titres mondiaux | — | — | — | — | — | 38 | — | 38 |
| Titres à revenu fixe | | | | | | | | |
| Titres gouvernementaux | — | — | — | — | 40 | 15 | — | 55 |
| Placements non traditionnels ⁴ | — | — | — | — | — | — | 18 | 18 |
| Total de l'actif des ACR à la juste valeur | — | — | — | — | 42 | 128 | 18 | 188 |

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 :

| 31 décembre | Canada | | États-Unis | |
|---|----------|----------|------------|-----------|
| | 2020 | 2019 | 2020 | 2019 |
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | | |
| Solde au début de l'exercice | — | — | 18 | 5 |
| Gains réalisés et non réalisés | — | — | 1 | 1 |
| Acquisitions et règlements, montant net | — | — | 3 | 12 |
| Solde à la fin de l'exercice | — | — | 22 | 18 |

PAIEMENTS PRÉVUS AU TITRE DES PRESTATIONS

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026-2030 |
|---|------|------|------|------|------|-----------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | | | | |
| Régimes de retraite | | | | | | |
| Canada | 185 | 189 | 194 | 198 | 203 | 1 078 |
| États-Unis | 139 | 76 | 75 | 75 | 74 | 353 |
| ACR | | | | | | |
| Canada | 12 | 13 | 13 | 13 | 13 | 71 |
| États-Unis | 19 | 18 | 17 | 16 | 15 | 66 |

COTISATIONS DE L'EMPLOYEUR PRÉVUES

En 2021, nous prévoyons cotiser environ 102 M\$ et 49 M\$, respectivement, aux régimes de retraite canadiens et américains, et 12 M\$ et 7 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 2020, 2019 et 2018, le coût des cotisations de contrepartie de l'employeur avant impôts s'établissait à néant, à 4 M\$ et à 13 M\$, respectivement, pour les employés canadiens, et à 27 M\$ pour chaque exercice, pour les employés américains.

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. Au 31 décembre 2020, la durée restante de ces contrats de location-exploitation s'échelonnait de 1 mois à 35 ans.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019, nous avons engagé des charges au titre de contrats de location-exploitation de 107 M\$ et 113 M\$, respectivement. Ces charges sont comptabilisées au poste « Exploitation et administration » aux états consolidés des résultats.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019, les paiements locatifs au titre de contrats de location-exploitation visant à régler une obligation locative se sont établis à 133 M\$ et 123 M\$, respectivement. 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 2020 | 31 décembre 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 | 708 | 713 |
| Passifs à court terme au titre de contrats de location-exploitation ² | 80 | 94 |
| Passifs à long terme au titre de contrats de location-exploitation ³ | 681 | 689 |
| Total des passifs au titre de contrats de location-exploitation | 761 | 783 |
| Contrats de location-financement | | |
| Actifs au titre de droits d'utilisation aux termes de contrats de location-financement, montant net ¹ | 124 | 89 |
| Passifs à court terme au titre de contrats de location-financement ² | 17 | 16 |
| Passifs à long terme au titre de contrats de location-financement ³ | 98 | 78 |
| Total des passifs au titre de contrats de location-financement | 115 | 94 |
| Durée restante moyenne pondérée | | |
| Contrats de location-exploitation | | |
| Contrats de location-financement | 13 ans | 13 ans |
| | 22 ans | 23 ans |
| Taux d'actualisation moyen pondéré | | |
| Contrats de location-exploitation | 4,1 % | 4,3 % |
| Contrats de location-financement | 2,9 % | 3,6 % |

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 2020, nos obligations au titre de contrats de location-exploitation et de location-financement avaient les échéances suivantes :

| | Contrats de location-exploitation | Contrats de location-financement |
|---|--------------------------------------|-------------------------------------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | |
| 2021 | 121 | 18 |
| 2022 | 116 | 16 |
| 2023 | 96 | 16 |
| 2024 | 90 | 13 |
| 2025 | 84 | 6 |
| Par la suite | 531 | 84 |
| Total des paiements locatifs non actualisés | 1 038 | 153 |
| Moins les intérêts implicites | (277) | (38) |
| Total | 761 | 115 |

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. Au 31 décembre 2020, la durée restante de ces contrats de location-exploitation s'échelonnait de 1 mois à 23 ans.

| Exercices clos les 31 décembre | 2020 | 2019 |
|--|------|------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | |
| Produits tirés des contrats de location-exploitation | 265 | 265 |
| Produits locatifs variables | 361 | 360 |
| Total des produits locatifs ¹ | 626 | 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 2020 :

| | Contrats de location-exploitation |
|---|-----------------------------------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | |
| 2021 | 242 |
| 2022 | 229 |
| 2023 | 212 |
| 2024 | 206 |
| 2025 | 199 |
| Par la suite | 2 201 |
| Total des paiements locatifs futurs | 3 289 |

28. VARIATION DE L'ACTIF ET DU PASSIF D'EXPLOITATION

| Exercices clos les 31 décembre | 2020 | 2019 | 2018 |
|---|-------|-------|-------|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | |
| Comptes débiteurs et autres créances | 1 546 | (547) | 857 |
| Montants à recevoir de sociétés affiliées | 8 | 6 | 54 |
| Stocks | (254) | (24) | 164 |
| Montants reportés et autres actifs | (586) | 133 | 226 |
| Comptes créditeurs et autres dettes | (770) | 63 | (151) |
| Montants à payer à des sociétés affiliées | 1 | (24) | (122) |
| Intérêts à payer | 31 | (41) | 25 |
| Autres passifs à long terme | 117 | 175 | (138) |
| | 93 | (259) | 915 |

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.

Les opérations avec des satellites sous influence notable se présentent comme suit :

| Exercice clos le 31 décembre 2020 | Transport et autres services | Exploitation et administration | Ventes de marchandises | Coûts des marchandises | Coûts liés à la distribution de gaz |
|--|------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------|---------------------------|---|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | | | |
| Alliance Pipeline Limited | — | — | — | 81 | — |
| Aux Sable Midstream LLC | — | — | — | 2 | — |
| Aux Sable Canada LP | — | — | — | 91 | — |
| Réseau de pétrole brut Seaway | — | 342 | — | 256 | — |
| Alliance Canada Marketing L.P. | — | — | 64 | 17 | — |
| NEXUS Gas Transmission, LLC | 69 | 21 | — | — | 116 |
| Vector Pipeline L.P. | — | 7 | — | — | 19 |
| Énergir, L.P. | 37 | — | — | — | — |
| DCP Midstream, LLC | 3 | — | 24 | — | — |
| Gulfstream Management and Operating Services, LLC | — | 4 | — | — | — |
| Sabal Trail Transmission, LLC | — | 25 | — | — | — |
| Steckman Ridge | — | 4 | — | — | — |
| Noverco | — | — | 3 | — | — |

| Exercice clos le 31 décembre 2019 | Transport et autres services | Exploitation et administration | Ventes de marchandises | Coûts des marchandises | Coûts liés à la distribution de gaz |
|--|------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------|---------------------------|---|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | | | |
| Alliance Pipeline Limited | — | — | — | 112 | — |
| Aux Sable Midstream LLC | — | — | — | 14 | — |
| Aux Sable Canada LP | — | — | 61 | 272 | — |
| Réseau de pétrole brut Seaway | — | 327 | — | 240 | — |
| Alliance Canada Marketing L.P. | — | — | 106 | 46 | — |
| NEXUS Gas Transmission, LLC | 62 | 17 | — | — | 114 |
| Vector Pipeline L.P. | — | 7 | — | — | 19 |
| Énergir, L.P. | 38 | — | — | — | — |
| DCP Midstream, LLC | 4 | — | 36 | — | — |
| Gulfstream Management and Operating Services, LLC | — | 4 | — | — | — |
| Sabal Trail Transmission, LLC | — | 23 | — | — | — |
| Steckman Ridge | — | 4 | — | — | — |

| Exercice clos le 31 décembre 2018 | Transport et autres services | Exploitation et administration | Ventes de marchandises | Coûts des marchandises | Coûts liés à la distribution de gaz |
|--|------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------|---------------------------|---|
| <i>(en millions de dollars canadiens)</i> | | | | | |
| Alliance Pipeline Limited | — | — | — | 93 | — |
| Aux Sable Midstream LLC | — | — | — | 8 | — |
| Aux Sable Canada LP | — | — | 72 | 189 | — |
| Réseau de pétrole brut Seaway | — | 309 | — | 149 | — |
| Alliance Canada Marketing L.P. | — | — | 125 | 49 | — |
| NEXUS Gas Transmission, LLC | 9 | 2 | — | — | — |
| Vector Pipeline L.P. | — | 7 | — | 1 | 20 |
| DCP Midstream, LLC | 5 | — | 52 | — | — |
| Gulfstream Management and Operating Services, LLC | — | 5 | — | — | — |
| Sabal Trail Transmission, LLC | — | 18 | — | — | — |
| Steckman Ridge | — | 4 | — | — | — |

BILLETS À LONG TERME À RECEVOIR DE SOCIÉTÉS AFFILIÉES

Au 31 décembre 2020, les montants à recevoir de sociétés affiliées comprenaient une série de prêts totalisant 1 108 M\$ (1 023 M\$ au 31 décembre 2019) exigeant des paiements d'intérêts trimestriels ou semestriels, 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 2020, 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 | 65 358 | 2 942 | 10 062 | 2 565 | 7 990 | 5 011 | 36 788 |
| Obligations en matière d'intérêts ² | 34 799 | 2 417 | 2 332 | 2 193 | 2 037 | 1 881 | 23 939 |
| Achat de services, de canalisations, d'autres matériaux, y compris du matériel de transport ^{3,4} | 9 206 | 3 124 | 1 436 | 762 | 783 | 560 | 2 541 |
| Contrats d'entretien | 454 | 61 | 59 | 29 | 28 | 27 | 250 |
| Engagements relatifs aux emprises | 1 173 | 31 | 38 | 38 | 38 | 38 | 990 |
| Total | 110 990 | 8 575 | 13 927 | 5 587 | 10 876 | 7 517 | 64 508 |

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, les obligations découlant de contrats de location-financement et l'ajustement de juste valeur. 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 Comprend 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 pouvons conclure 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 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 pouvons conclure 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 2020, les garanties et indemnisations n'avaient pas eu d'incidence significative sur notre situation financière ou l'évolution de celle-ci, notre bénéfice, notre liquidité, nos dépenses en immobilisations ou nos ressources en capital, et il est raisonnable de croire qu'elles n'en auront pas.

32. INFORMATION FINANCIÈRE TRIMESTRIELLE (NON AUDITÉ)

| | T1 | T2 | T3 | T4 | Total |
|---|---------|--------|--------|--------|--------|
| <i>(non audité; en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i> | | | | | |
| 2020 | | | | | |
| Produits d'exploitation | 12 013 | 7 956 | 9 110 | 10 008 | 39 087 |
| Bénéfice d'exploitation | 1 513 | 2 098 | 2 095 | 2 251 | 7 957 |
| Bénéfice (perte) | (1 364) | 1 777 | 1 104 | 1 899 | 3 416 |
| Bénéfice (perte) attribuable aux participations donnant le contrôle | (1 333) | 1 741 | 1 084 | 1 871 | 3 363 |
| Bénéfice (perte) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires | (1 429) | 1 647 | 990 | 1 775 | 2 983 |
| Résultat par action ordinaire | | | | | |
| De base | (0,71) | 0,82 | 0,49 | 0,88 | 1,48 |
| Dilué | (0,71) | 0,82 | 0,49 | 0,88 | 1,48 |
| 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 |

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 2020, 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 2020 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 2020.

L'efficacité de notre contrôle interne à l'égard de l'information financière a été audité en date du 31 décembre 2020 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 2020.

Changements apportés au contrôle interne à l'égard de l'information financière

Au cours du trimestre clos le 31 décembre 2020, 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 2020. 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 2020. 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 2020. 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 2020. 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 2020. 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 2020. 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 (intégrés 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) |
| 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) |

| Numéro de la pièce | Nom de la pièce |
|--------------------|---|
| 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) |
| 3.39 | Certificat de modification daté du 6 juillet 2020 (intégré par renvoi dans la pièce 3.1 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 8 juillet 2020) |
| 3.40 | * Règlement administratif N° 1 d'Enbridge Inc. |
| 3.41 | 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) |

| Numéro de la pièce | Nom de la pièce |
|--------------------|--|
| 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 <i>Report of Foreign Issuer</i> 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 <i>Report of Foreign Issuer</i> 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 | Septième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 8 juillet 2020 (intégrée par renvoi dans la pièce 4.1 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 8 juillet 2020) |
| 4.9 | Convention relative au régime de droits des actionnaires intervenue entre Enbridge Inc. et la Société de fiducie Computershare du Canada en date du 9 novembre 1995 et modifiée et mise à jour le 5 mai 2020 (intégrée par renvoi dans la pièce 4.1 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 6 mai 2020). |
| 4.10 | Description des titres inscrits aux termes de l'article 12 de la loi intitulée <i>Securities Exchange Act</i>, dans sa version modifiée (intégrée par renvoi dans la pièce 4.9 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 14 février 2020) |
| | 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' <i>Item 601(b)(4)(iii)</i> du <i>Regulation S-K</i> . 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) |
| 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) |

| Numéro de la pièce | Nom de la pièce |
|--------------------|---|
| 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. (2020) (intégré par renvoi dans la pièce 10.1 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 7 mai 2020) |
| 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. (2020) (intégré par renvoi dans la pièce 10.2 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 7 mai 2020) |
| 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. (règlement en actions en 2020) (intégré par renvoi dans la pièce 10.3 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 7 mai 2020) |
| 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 d'Enbridge Inc. (règlement en actions en 2020) (intégré par renvoi dans la pièce 10.4 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 7 mai 2020) |
| 10.17 | + 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) |
| 10.18 | + Modèle d'avis d'attributions fondées sur la performance en vertu du plan incitatif à |

| Numéro de la pièce | Nom de la pièce |
|--------------------|---|
| | 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) |
| 10.19 | + 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) |
| 10.20 | + 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) |
| 10.21 | + 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) |
| 10.22 | + 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) |
| 10.23 | + 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) |
| 10.24 | + 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) |
| 10.25 | + 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) |
| 10.26 | + 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) |
| 10.27 | + 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) |
| 10.28 | + 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) |
| 10.29 | + 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) |
| 10.30 | + 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) |
| 10.31 | + Régime de rémunération des administrateurs d'Enbridge Inc. daté du 11 février 2020, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2020 (intégré par renvoi dans la pièce 10.1 du rapport trimestriel d'Enbridge sur formulaire 10-Q déposé le 29 juillet 2020) |
| 10.32 | + 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) |

| Numéro de la pièce | Nom de la pièce |
|--------------------|---|
| 10.33 | + 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) |
| 10.34 | + 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) |
| 10.35 | + 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) |
| 10.36 | + 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) |
| 10.37 | + 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) |
| 10.38 | + 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) |
| 10.39 | + 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) |
| 10.40 | + 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) |
| 10.41 | + 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) |
| 10.42 | + 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) |
| 10.43 | + 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) |
| 10.44 | + 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) |
| 10.45 | + 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) |
| 10.46 | + 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 |

| Numéro de la pièce | Nom de la pièce |
|--------------------|--|
| | 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 |
| 22.1 | * Filiales garantes |
| 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 | * Ensemble de documents Inline XBRL pour les états financiers consolidés et les notes afférentes de la partie II, rubrique 8, <i>États financiers et données supplémentaires</i> du présent rapport annuel sur formulaire 10-K. |
| 104 | * Page couverture du dossier de données interactif – les taquets XBRL de la page couverture sont intégrés au document Inline XBRL (compris dans la pièce 101). |

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 12 février 2021

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 12 février 2021 par les personnes suivantes au nom de l'émetteur inscrit et en la qualité indiquée.

/s/ Al Monaco

Al Monaco

*Président et chef de la direction et administrateur
(Principal cadre dirigeant)*

/s/ Colin K. Gruending

Colin K. Gruending

*Vice-président directeur et chef des finances
(Principal cadre financier)*

/s/ Patrick R. Murray

Patrick R. Murray

*Vice-président principal et chef de la comptabilité
(Principal cadre comptable)*

/s/ Gregory L. Ebel

Gregory L. Ebel

Président du conseil d'administration

/s/ Pamela L. Carter

Pamela L. Carter

Administratrice

/s/ Marcel R. Coutu

Marcel R. Coutu

Administrateur

/s/ Susan M. Cunningham

Susan M. Cunningham

Administratrice

/s/ J. Herb England

J. Herb England

Administrateur

/s/ Gregory J. Goff

Gregory J. Goff

Administrateur

/s/ V. Maureen Kempston Darkes

V. Maureen Kempston Darkes

Administratrice

/s/ Teresa S. Madden

Teresa S. Madden

Administratrice

/s/ Stephen S. Poloz

Stephen S. Poloz

Administrateur

/s/ Dan C. Tutcher

Dan C. Tutcher

Administrateur

Enbridge Inc.

| Raison sociale de l'entité | Territoire |
|--|----------------------|
| 1090577 B.C. Unlimited Liability Company | Colombie-Britannique |
| 1329165 Alberta Ltd. | Alberta |
| 1682399 Ontario Corp. | Ontario |
| 2099634 Ontario Limited | Ontario |
| 2562961 Ontario Ltd. | Ontario |
| 2193914 Canada Limited | Canada |
| 4296559 Canada Inc. | Canada |
| 3268126 Nova Scotia Company | Nouvelle-Écosse |
| 5679 Cherry Lane, LLC | Wisconsin |
| 626952 Alberta Ltd. | Alberta |
| 627149 Saskatchewan Inc. | Saskatchewan |
| 7243341 Canada Inc. | Canada |
| 8056587 Canada Inc. | Canada |
| 912176 Ontario Limited | Ontario |
| Alberta Saline Aquifer Project Inc. | Alberta |
| Alberta Solar One, Inc. | Alberta |
| Algonquin Gas Transmission, LLC | Delaware |
| Alliance Pipeline Limited Partnership | Alberta |
| Alliance Pipeline Ltd. | Canada |
| Atlantis Offshore, LLC | Delaware |
| Aux Sable Canada LP | Alberta |
| Aux Sable Canada Ltd. | Alberta |
| Bakken Pipeline Company LLC | Delaware |
| Bakken Pipeline Company LP | Delaware |
| Big Sandy Pipeline, LLC | Delaware |
| Blauracke GmbH | Allemagne |
| Brazoria Interconnector Gas Pipeline LLC | Delaware |
| CCPS Transportation, LLC | Delaware |
| Cedar Point Wind, LLC | Delaware |
| Chapman Ranch Wind I, LLC | Delaware |
| Copiah Storage, LLC | Delaware |
| Cruickshank Wind Farm Ltd. | Ontario |
| Egan Hub Storage, LLC | Delaware |
| East Tennessee Natural Gas, LLC | Tennessee |
| Eddystone Rail Company, LLC | Delaware |
| EFL Services (France) SAS | France |
| EI Norway Holdings AS | Norvège |
| EIF US Holdings Inc. | Delaware |
| EIH S.à r.l. | Luxembourg |

| | |
|---|--------------|
| Enbridge (Colombia) S.A.S. | Colombie |
| Enbridge (Gateway) Holdings Inc. | Canada |
| Enbridge (Houston Oil Terminal) LLC | Delaware |
| Enbridge (Lux) Holdings Inc. | Alberta |
| Enbridge (Maritimes) Incorporated | Alberta |
| Enbridge (Rabaska) Holdings Inc. | Canada |
| Enbridge (Saskatchewan) Operating Services Inc. | Saskatchewan |
| Enbridge (SPOT) LLC | Delaware |
| Enbridge (U.S.) Inc. | Delaware |
| Enbridge Alliance (Canada) Management Inc. | Canada |
| Enbridge Alliance (U.S.) Management LLC | Delaware |
| Enbridge Atlantic (Holdings) Inc. | Canada |
| Enbridge Aux Sable (Canada) Management Inc. | Canada |
| Enbridge Aux Sable Holdings Inc. | Saskatchewan |
| Enbridge Aux Sable Products, Inc. | Delaware |
| Enbridge Aux Sable (U.S.) Management LLC | Delaware |
| Enbridge Bakken Pipeline Company Inc. | Canada |
| Enbridge Bakken Pipeline Limited Partnership | Alberta |
| Enbridge Blackspring Ridge I Wind Project GP Inc. | Alberta |
| Enbridge Blackspring Ridge I Wind Project Limited Partnership | Alberta |
| Enbridge Canadian Renewable GP Inc. | Canada |
| Enbridge Canadian Renewable LP | Alberta |
| Enbridge Commercial Services Inc. | Canada |
| Enbridge Commercial Trust | Alberta |
| Enbridge Emerging Technology Inc. | Canada |
| Enbridge Employee Services Canada Inc. | Canada |
| Enbridge Employee Services, Inc. | Delaware |
| Enbridge Energy Company, Inc. | Delaware |
| Enbridge Energy Distribution Inc. | Canada |
| Enbridge Energy, Limited Partnership | Delaware |
| Enbridge Energy Management, L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Energy Partners, L.P. | Delaware |
| Enbridge Éolien France S.à r.l. | Luxembourg |
| Enbridge European Holdings S.à r.l | Luxembourg |
| Enbridge Finance (Barbados) Limited | Barbade |
| Enbridge Finance Company AG | Suisse |
| Enbridge Finance Hungary Kft | Hongrie |
| Enbridge Finance Luxembourg SA | Luxembourg |
| Enbridge Frontier Inc. | Canada |
| Enbridge Gas Inc. | Ontario |
| Enbridge Gas Storage Inc. | Ontario |
| Enbridge GME, S. de R.L. de C.V. | Mexique |
| Enbridge Hardisty Storage Inc. | Alberta |

| | |
|---|--------------|
| Enbridge Holdings (Aux Sable Liquid Products) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Holdings (Aux Sable Midstream) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Holdings (Chapman Ranch) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Holdings (DakTex) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Holdings (Frontier) Inc. | Delaware |
| Enbridge Holdings (Grant Plains) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Holdings (Gray Oak) LLC | Delaware |
| Enbridge Holdings (Green Energy) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Holdings (IDR) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Holdings (LNG) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Holdings (Mississippi) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Holdings (Mustang) Inc. | Delaware |
| Enbridge Holdings (New Creek) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Holdings (New Energy) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Holdings (Olympic) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Holdings (Patriot) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Holdings (Power) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Holdings (Seaway) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Holdings (Texas COLT) LLC | Delaware |
| Enbridge Holdings (Trunkline) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Holdings (U.S.) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Holdings (USGC) LLC | Delaware |
| Enbridge Hydropower Holdings Inc. | Canada |
| Enbridge Income Fund | Alberta |
| Enbridge Income Partners Holdings Inc. | Saskatchewan |
| Enbridge Insurance (Barbados QIC) Limited | Barbade |
| Enbridge International Inc. | Canada |
| Enbridge Investment (Chapman Ranch) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Investment (Grant Plains) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Investment (New Creek) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Investment (Patriot) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Lac Alfred Wind Project GP Inc. | Canada |
| Enbridge Lac Alfred Wind Project Limited Partnership | Québec |
| Enbridge Luxembourg S.à r.l. | Luxembourg |
| Enbridge Management Services Inc. | Canada |
| Enbridge Massif du Sud Wind Project GP Inc. | Canada |
| Enbridge Massif du Sud Wind Project Limited Partnership | Québec |
| Enbridge Mexico Holdings Inc. | Canada |
| Enbridge Midstream Inc. | Alberta |
| Enbridge Offshore (Destin) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Offshore (Gas Gathering) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Offshore (Gas Transmission) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Offshore (Neptune Holdings) Inc. | Delaware |

| | |
|--|-------------|
| Enbridge Offshore Facilities, LLC | Delaware |
| Enbridge Offshore Pipelines, L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Operating Services, L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Operational Services Inc. | Canada |
| Enbridge Pipelines (Alberta Clipper) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Pipelines (Athabasca) Inc. | Alberta |
| Enbridge Pipelines (Beaver Lodge) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Pipelines (Eastern Access) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Pipelines (FSP) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Pipelines (L3R) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Pipelines (Lakehead) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Pipelines (Mainline Expansion) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Pipelines (NW) Inc. | Canada |
| Enbridge Pipelines (Ozark) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Pipelines (Southern Lights) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Pipelines (Toledo) Inc. | Delaware |
| Enbridge Pipelines (Woodland) Inc. | Alberta |
| Enbridge Pipelines Inc. | Canada |
| Enbridge Power Operations Services Inc. | Canada |
| Enbridge Québec LNG Inc. | Canada |
| Enbridge Rail (Flanagan) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Rail (North Dakota) L.P. | Delaware |
| Enbridge Rail (Philadelphia) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Rampion UK Ltd | Royaume-Uni |
| Enbridge Rampion UK II Ltd | Royaume-Uni |
| Enbridge Renewable Energy Infrastructure Canada Inc. | Canada |
| Enbridge Renewable Energy Infrastructure Limited Partnership | Ontario |
| Enbridge Renewable Generation Inc. | Canada |
| Enbridge Renewable Holdings, L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Renewable Infrastructure Development S.à r.l. | Luxembourg |
| Enbridge Renewable Infrastructure Holdings S.à r.l. | Luxembourg |
| Enbridge Renewable Infrastructure Investments S.à r.l. | Luxembourg |
| Enbridge Renewable Investments, L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Risk Management (U.S.) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Risk Management Inc. | Canada |
| Enbridge Saint Robert Bellarmin Wind Project GP Inc. | Canada |
| Enbridge Saint Robert Bellarmin Wind Project Limited Partnership | Québec |
| Enbridge Services (CMO) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Services (Germany) GmbH | Allemagne |
| Enbridge SL Holdings LP | Alberta |
| Enbridge Southdown Inc. | Ontario |
| Enbridge Southern Lights GP Inc. | Canada |
| Enbridge Southern Lights LP | Alberta |

| | |
|--|-------------------|
| Enbridge Storage (Cushing) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Storage (North Dakota) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Storage (Patoka) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Technology Inc. | Canada |
| Enbridge Thermal Energy Holdings Inc. | Canada |
| Enbridge Transmission Holdings (U.S.) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Transmission Holdings Inc. | Canada |
| Enbridge Transportation (IL-OK) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge UK Holdings Ltd | Royaume-Uni |
| Enbridge UK Offshore Wind Ltd | Royaume-Uni |
| Enbridge US Holdings Inc. | Canada |
| Enbridge Water Pipeline (Permian) L.L.C. | Delaware |
| Enbridge Western Access Inc. | Canada |
| Enbridge Wild Valley Holdings LLC | Delaware |
| Enbridge Wind Energy Inc. | Canada |
| Enbridge Wind Power General Partnership | Alberta |
| Eoliennes Offshore de Calvados SAS | France |
| Eoliennes Offshore des Hautes Falaises SAS | France |
| ERG Solar Limited Partnership | Alberta |
| Express Holdings (Canada) Limited Partnership | Manitoba |
| Express Holdings (USA), LLC | Delaware |
| Express Pipeline Limited Partnership | Alberta |
| Express Pipeline LLC | Delaware |
| Express Pipeline Ltd. | Canada |
| Garden Banks Gas Pipeline, LLC | Delaware |
| Gazifère Inc. | Québec |
| Generation Pipeline LLC | Ohio |
| GLB Energy Management Inc. | Canada |
| Great Lakes Basin Energy LP | Ontario |
| Greenwich Windfarm GP Inc. | Nouveau-Brunswick |
| Greenwich Windfarm, LP | Ontario |
| Gulfstream Management and Operating Services, L.L.C. | Delaware |
| Gulfstream Natural Gas System, L.L.C. | Delaware |
| Hardisty Caverns Limited Partnership | Alberta |
| Hardisty Caverns Ltd. | Alberta |
| Highland Pipeline Leasing, LLC | Delaware |
| Illinois Extension Pipeline Company, L.L.C. | Delaware |
| IPL AP Holdings (U.S.A.) Inc. | Delaware |
| IPL AP NGL Holdings (U.S.A.) Inc. | Delaware |
| IPL Energy (Atlantic) Incorporated | Alberta |
| IPL Energy (Colombia) Ltd. | Alberta |
| IPL Insurance (Barbados) Limited | Barbade |
| IPL System Inc. | Alberta |

| | |
|--|----------------------|
| IPL Vector (U.S.A.) Inc. | Delaware |
| Islander East Pipeline Company, L.L.C. | Delaware |
| Keechi Holdings L.L.C. | Delaware |
| Keechi Wind, LLC | Delaware |
| Lakeside Performance Gas Services Ltd. | Canada |
| M&N Management Company, LLC | Delaware |
| M&N Operating Company, LLC | Delaware |
| Magicat Holdco, LLC | Delaware |
| Manta Ray Offshore Gathering Company, L.L.C. | Delaware |
| MarEn Bakken Company LLC | Delaware |
| Maritimes & Northeast Pipeline, L.L.C. | Delaware |
| Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership | Nouveau-Brunswick |
| Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. | Canada |
| Market Hub Partners Canada L.P. | Ontario |
| Market Hub Partners Holding, LLC | Delaware |
| Market Hub Partners Management Inc. | Canada |
| MI Solar, LLC | Delaware |
| Midcoast Canada Operating Corporation | Alberta |
| Midcoast Energy Partners, L.P. | Delaware |
| Midcoast Holdings, L.L.C. | Delaware |
| Midcoast OLP GP, L.L.C. | Delaware |
| Mississippi Canyon Gas Pipeline, LLC | Delaware |
| MJ Asphalt Holdings Inc. | Saskatchewan |
| MJA Operations Ltd. | Saskatchewan |
| Moss Bluff Hub, LLC | Delaware |
| Nautilus Pipeline Company, L.L.C. | Delaware |
| Neptune Pipeline Company, L.L.C. | Delaware |
| New Creek Wind LLC | Delaware |
| NEXUS Capacity Services, ULC | Colombie-Britannique |
| Nexus Gas Transmission, LLC | Delaware |
| Niagara Gas Transmission Limited | Ontario |
| Niagara RNG GP Inc. | Ontario |
| North Dakota Pipeline Company LLC | Delaware |
| Northern Gateway Pipelines Inc. | Canada |
| Northern Gateway Pipelines Limited Partnership | Alberta |
| Oleoducto Al Pacifico SAS | Colombie |
| Ontario Sustainable Farms Inc. | Alberta |
| PanEnergy Services, Limited Partnership | Louisiane |
| Platte Pipeline Company, LLC | Delaware |
| Pomelo Connector, LLC | Delaware |
| Port Barre Investments, LLC dba Bobcat Gas Storage | Delaware |
| Project AMBG2 Inc. | Ontario |
| Project AMBG2 LP | Ontario |

| | |
|--|----------------------|
| Rio Bravo Pipeline Company, LLC | Texas |
| Sabal Trail Management, LLC | Delaware |
| Sabal Trail Transmission, LLC | Delaware |
| Saltville Gas Storage Company, L.L.C. | Virginie |
| Sarnia Airport Storage Pool Limited Partnership | Ontario |
| Sarnia Airport Storage Pool Management Inc. | Canada |
| SEHLP Management Inc. | Canada |
| SESH Capital, LLC | Delaware |
| SESH Sub Inc. | Delaware |
| Silver State Solar Power North, LLC | Delaware |
| South Texas Trail Pipeline, LLC | Delaware |
| Southeast Supply Header, LLC | Delaware |
| Southern Lights Holdings, L.L.C. | Delaware |
| Spectra Algonquin Holdings, LLC | Delaware |
| Spectra Algonquin Management, LLC | Delaware |
| Spectra Energy, LLC | Delaware |
| Spectra Energy Administrative Services, LLC | Delaware |
| Spectra Energy Aerial Patrol, LLC | Delaware |
| Spectra Energy Canada Call Co. | Nouvelle-Écosse |
| Spectra Energy Canada Exchangeco Inc. | Canada |
| Spectra Energy Canada Investments GP, ULC | Colombie-Britannique |
| Spectra Energy Canada Investments LP | Alberta |
| Spectra Energy Capital Funding, Inc. | Delaware |
| Spectra Energy Capital, LLC | Delaware |
| Spectra Energy County Line, LLC | Delaware |
| Spectra Energy Cross Border, LLC | Delaware |
| Spectra Energy DEFS Holding, LLC | Delaware |
| Spectra Energy DEFS Holding II, ULC | Delaware |
| Spectra Energy Empress Holding Limited Partnership | Colombie-Britannique |
| Spectra Energy Empress Management Holding ULC | Colombie-Britannique |
| Spectra Energy Express JV Holdings, ULC | Nouvelle-Écosse |
| Spectra Energy Express (Canada) Holding, ULC | Nouvelle-Écosse |
| Spectra Energy Express (US) Restructure Co., ULC | Nouvelle-Écosse |
| Spectra Energy Field Services Canada Holdings, LLC | Delaware |
| Spectra Energy Finance Corporation | Delaware |
| Spectra Energy Generation Pipeline Management, LLC | Delaware |
| Spectra Energy Holdings Co. | Nouvelle-Écosse |
| Spectra Energy Islander East Pipeline Company, L.L.C. | Delaware |
| Spectra Energy Liquids Projects GP Inc. | Canada |
| Spectra Energy Liquids Projects Limited Partnership | Colombie-Britannique |
| Spectra Energy LNG Sales, LLC | Delaware |
| Spectra Energy Midstream Holdco Management Partnership | Alberta |
| Spectra Energy Midstream Holdings Limited | Nouvelle-Écosse |

| | |
|---|----------------------|
| Spectra Energy Midstream Holdings Limited Partnership | Colombie-Britannique |
| Spectra Energy Midwest Liquids Pipeline, LLC | Delaware |
| Spectra Energy MNEP Holdings Limited Partnership | Colombie-Britannique |
| Spectra Energy Nexus Management, LLC | Delaware |
| Spectra Energy Nova Scotia Holdings Co. | Nouvelle-Écosse |
| Spectra Energy Operating Company, LLC | Delaware |
| Spectra Energy Partners Atlantic Region Newco, LLC | Delaware |
| Spectra Energy Partners Canada Holding, S.à r.l. | Luxembourg |
| Spectra Energy Partners (DE) GP, LP | Delaware |
| Spectra Energy Partners GP, LLC | Delaware |
| Spectra Energy Partners, LP | Delaware |
| Spectra Energy Partners Sabal Trail Transmission, LLC | Delaware |
| Spectra Energy Services, LLC | Delaware |
| Spectra Energy Southeast Services, LLC | Delaware |
| Spectra Energy Southeast Supply Header, LLC | Delaware |
| Spectra Energy Transmission, LLC | Delaware |
| Spectra Energy Transmission II, LLC | Delaware |
| Spectra Energy Transmission Resources, LLC | Delaware |
| Spectra Energy Transmission Services, LLC | Delaware |
| Spectra Energy Transport & Trading Company, LLC | Colorado |
| Spectra Energy U.S.-Canada Finance GP, ULC | Colombie-Britannique |
| Spectra Energy U.S.-Canada Finance, LP | Delaware |
| Spectra Energy VCP Holdings, LLC | Delaware |
| Spectra Energy Westheimer, LLC | Delaware |
| Spectra Nexus Gas Transmission, LLC | Delaware |
| St. Clair Pipelines L.P. | Ontario |
| St. Clair Pipelines Management Inc. | Canada |
| Steckman Ridge GP, LLC | Delaware |
| Steckman Ridge, LP | Delaware |
| Sunwest Heartland Terminals Ltd. | Alberta |
| Superior Oil Limited | Saskatchewan |
| Talbot Windfarm GP Inc. | Nouveau-Brunswick |
| Talbot Windfarm, LP | Ontario |
| Texas COLT LLC | Delaware |
| Texas Eastern Communications, LLC | Delaware |
| Texas Eastern Terminal Co, LLC | Delaware |
| Texas Eastern Transmission, LP | Delaware |
| The Ottawa Gas Company Inc. | Canada |
| Tidal Energy Marketing (U.S.) L.L.C. | Delaware |
| Tidal Energy Marketing Inc. | Canada |
| Tilbury Solar Project LP | Ontario |
| Tri-State Holdings, LLC | Michigan |
| UEI Holdings (New Brunswick) Inc. | Canada |

| | |
|---|----------------------|
| Union Energy Solutions Limited Partnership | Colombie-Britannique |
| Valley Crossing Pipeline, LLC | Delaware |
| Vector Pipeline Holdings Ltd. | Canada |
| Vector Pipeline L.P. | Delaware |
| Vector Pipeline Limited | Canada |
| Vector Pipeline Limited Partnership | Alberta |
| Vector Pipeline, LLC | Delaware |
| Westcoast Connector Gas Transmission Ltd. | Colombie-Britannique |
| Westcoast Energy Inc. | Canada |
| Westcoast Energy (U.S.) LLC | Delaware |
| Westcoast Energy Ventures Inc. | Canada |
| Whitetail Gas-Fired Peaking Project GP Inc. | Alberta |
| Whitetail Gas-Fired Peaking Project Limited Partnership | Alberta |
| Whitetail Gas-Fired Peaking Project Ltd. | Alberta |
| Wrangler Pipeline, L.L.C. | Delaware |

Filiales garantes

En date du 31 décembre 2020, chacune des filiales suivantes d'Enbridge Inc. (« Enbridge »), qui sont toutes deux des filiales en propriété exclusive indirectes d'Enbridge, a garanti entièrement et inconditionnellement, sur une base non garantie, conjointe et solidaire, chacun des titres de créance inscrits de la société indiqués ci-après :

Filiales garantes

1. Spectra Energy Partners, LP, société en commandite du Delaware
2. Enbridge Energy Partners, L. P., société en commandite du Delaware

Titres de créance inscrits d'Enbridge garantis par chacune des filiales garantes

1. Billet à taux variable échéant en 2022
2. Billets de premier rang à 2,900 % échéant en 2022
3. Billets de premier rang à 4,000 % échéant en 2023
4. Billets de premier rang à 3,500 % échéant en 2024
5. Billets de premier rang à 2,500 % échéant en 2025
6. Billets de premier rang à 4,250 % échéant en 2026
7. Billets de premier rang à 3,700 % échéant en 2027
8. Billets de premier rang à 3,125 % échéant en 2029
9. Billets de premier rang à 4,500 % échéant en 2044
10. Billets de premier rang à 5,500 % échéant en 2046
11. Billets de premier rang à 4,000 % échéant en 2049

**ATTESTATION EN VERTU DE L'ARTICLE 302 DE LA LOI INTITULÉE
SARBANES-OXLEY ACT OF 2002**

Je, Al Monaco, atteste ce qui suit :

1. J'ai examiné le présent rapport annuel sur formulaire 10-K d'Enbridge Inc.
2. À ma connaissance, le présent rapport ne contient pas d'information fautive ou trompeuse concernant un fait important et n'omet aucun fait important devant être déclaré ou nécessaire à une déclaration non trompeuse compte tenu des circonstances dans lesquelles elle a été faite, au sujet de l'exercice visé par le présent rapport.
3. À ma connaissance, les états financiers et les autres éléments d'information financière présentés dans le présent rapport donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société inscrite aux dates de clôture des exercices présentés dans le rapport ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie aux dates indiquées et pour les périodes présentées dans le présent rapport.
4. L'autre dirigeant de la société inscrite qui souscrit une attestation et moi-même avons la responsabilité d'établir et de maintenir des contrôles et procédures de communication (selon la définition donnée dans les règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de l'*Exchange Act Rules*) et le contrôle interne à l'égard de l'information financière (selon la définition donnée dans les règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de l'*Exchange Act Rules*) de la société inscrite, et nous avons :
 - a. conçu ou fait concevoir sous notre supervision ces contrôles et procédures de communication de l'information pour fournir une assurance que l'information importante relative à la société inscrite, y compris ses filiales consolidées, nous est communiquée par d'autres personnes au sein de ces entités, en particulier pendant la période où le présent rapport est établi;
 - b. conçu ou fait concevoir sous notre supervision ce contrôle interne à l'égard de l'information financière pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de publication, conformément aux principes comptables généralement reconnus;
 - c. évalué l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information de la société inscrite et avons présenté dans le présent rapport nos conclusions sur l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information, à la fin de la période visée par le présent rapport, conformément à notre évaluation; et
 - d. communiqué dans le présent rapport toute modification du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société inscrite survenue pendant le trimestre le plus récent (le quatrième trimestre de l'exercice de la société inscrite dans le cas d'un rapport annuel) et qui a touché de façon importante, ou qui devrait raisonnablement toucher de façon importante, le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société inscrite; et
5. L'autre dirigeant de la société inscrite qui souscrit une attestation et moi-même avons communiqué, d'après notre plus récente évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière, aux auditeurs de la société inscrite et au comité d'audit du conseil d'administration de la société inscrite (ou aux personnes qui remplissent les fonctions équivalentes) :
 - a. toutes les déficiences significatives et faiblesses importantes dans la conception ou le fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière dont il est raisonnable de croire qu'elles toucheront défavorablement la capacité de la société inscrite de consigner, de traiter, de résumer et de présenter l'information financière; et
 - b. toute fraude, importante ou non, qui met en cause la direction ou d'autres employés qui jouent un rôle important dans le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société inscrite.

Date : 12 février 2021

Par : /s/ Al Monaco
Al Monaco
Président et chef de la direction
Enbridge Inc.

**ATTESTATION EN VERTU DE L'ARTICLE 302 DE LA LOI INTITULÉE
SARBANES-OXLEY ACT OF 2002**

Je, Colin K. Gruending, atteste ce qui suit :

1. J'ai examiné le présent rapport annuel sur formulaire 10-K d'Enbridge Inc.
2. À ma connaissance, le présent rapport ne contient pas d'information fautive ou trompeuse concernant un fait important et n'omet aucun fait important devant être déclaré ou nécessaire à une déclaration non trompeuse compte tenu des circonstances dans lesquelles elle a été faite, au sujet de l'exercice visé par le présent rapport.
3. À ma connaissance, les états financiers et les autres éléments d'information financière présentés dans le présent rapport donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société inscrite aux dates de clôture des exercices présentés dans le rapport ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie aux dates indiquées et pour les périodes présentées dans le présent rapport.
4. L'autre dirigeant de la société inscrite qui souscrit une attestation et moi-même avons la responsabilité d'établir et de maintenir des contrôles et procédures de communication (selon la définition donnée dans les règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de l'*Exchange Act Rules*) et le contrôle interne à l'égard de l'information financière (selon la définition donnée dans les règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de l'*Exchange Act Rules*) de la société inscrite, et nous avons :
 - a. conçu ou fait concevoir sous notre supervision ces contrôles et procédures de communication de l'information pour fournir une assurance que l'information importante relative à la société inscrite, y compris ses filiales consolidées, nous est communiquée par d'autres personnes au sein de ces entités, en particulier pendant la période où le présent rapport est établi;
 - b. conçu ou fait concevoir sous notre supervision ce contrôle interne à l'égard de l'information financière pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de publication, conformément aux principes comptables généralement reconnus;
 - c. évalué l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information de la société inscrite et avons présenté dans le présent rapport nos conclusions sur l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information, à la fin de la période visée par le présent rapport, conformément à notre évaluation; et
 - d. communiqué dans le présent rapport toute modification du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société inscrite survenue pendant le trimestre le plus récent (le quatrième trimestre de l'exercice de la société inscrite dans le cas d'un rapport annuel) et qui a touché de façon importante, ou qui devrait raisonnablement toucher de façon importante, le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société inscrite; et
5. L'autre dirigeant de la société inscrite qui souscrit une attestation et moi-même avons communiqué, d'après notre plus récente évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière, aux auditeurs de la société inscrite et au comité d'audit du conseil d'administration de la société inscrite (ou aux personnes qui remplissent les fonctions équivalentes) :
 - a. toutes les déficiences significatives et faiblesses importantes dans la conception ou le fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière dont il est raisonnable de croire qu'elles toucheront défavorablement la capacité de la société inscrite de consigner, de traiter, de résumer et de présenter l'information financière; et
 - b. toute fraude, importante ou non, qui met en cause la direction ou d'autres employés qui jouent un rôle important dans le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société inscrite.

Date : 12 février 2021

Par : /s/ Colin K. Gruending
Colin K. Gruending
Vice-président de groupe et chef des finances
(Principal cadre financier)
Enbridge Inc.

**ATTESTATION EN VERTU DE
L'ARTICLE 1350 DU TITRE 18 DU U.S. CODE
EN LA FORME ADOPTÉE CONFORMÉMENT À
L'ARTICLE 906 DE LA LOI INTITULÉE *SARBANES-OXLEY ACT OF 2002***

En ce qui concerne le rapport annuel d'Enbridge Inc. sur formulaire 10-K pour la période close le 31 décembre 2020, tel qu'il a été déposé auprès de la Securities and Exchange Commission à la date des présentes (le « rapport »), je, Al Monaco, président et chef de la direction d'Enbridge Inc., atteste, en vertu de l'article 1350 du titre 18 du U.S. Code, en la forme adoptée conformément à l'article 906 de la loi intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002*, ce qui suit :

1. le rapport respecte intégralement les exigences de l'alinéa 13(a) ou 15(d) de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934*; et
2. l'information contenue dans le rapport présente fidèlement, à tous les égards importants, la situation financière et les résultats d'exploitation d'Enbridge Inc.

Date : 12 février 2021

Par : /s/ Al Monaco
Al Monaco
Président et chef de la direction
Enbridge Inc.

**ATTESTATION EN VERTU DE
L'ARTICLE 1350 DU TITRE 18 DU U.S. CODE
EN LA FORME ADOPTÉE CONFORMÉMENT À
L'ARTICLE 906 DE LA LOI INTITULÉE *SARBANES-OXLEY ACT OF 2002***

En ce qui concerne le rapport annuel d'Enbridge Inc. sur formulaire 10-K pour la période close le 31 décembre 2020, tel qu'il a été déposé auprès de la Securities and Exchange Commission à la date des présentes (le « rapport »), je, Colin K. Gruending, vice-président de groupe et chef des finances d'Enbridge Inc., atteste, en vertu de l'article 1350 du titre 18 du U.S. Code, en la forme adoptée conformément à l'article 906 de la loi intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002*, ce qui suit :

1. le rapport respecte intégralement les exigences de l'alinéa 13(a) ou 15(d) de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934*; et
2. l'information contenue dans le rapport présente fidèlement, à tous les égards importants, la situation financière et les résultats d'exploitation d'Enbridge Inc.

Date : 12 février 2021

Par : /s/ Colin K. Gruending
Colin K. Gruending
Vice-président de groupe et chef des finances
(Principal cadre financier)
Enbridge Inc.

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

Veuillez 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 – 1st Street S.W.

Calgary, Alberta, Canada T2P 3L8

Assemblée annuelle

L'assemblée annuelle des actionnaires aura lieu le 5 mai 2021 à 13 h 30 (HAR). En raison de la pandémie COVID-19, la réunion se tiendra une fois de plus virtuellement au moyen d'une diffusion audio en direct. Une rediffusion sera disponible sur enbridge.com. Les détails de la webémission seront disponibles sur le site Web de la compagnie peu avant la date de la réunion.

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

Sans frais en Amérique du Nord :
1-866-276-9479

En dehors de l'Amérique du Nord :
1-514-982-8696
computershare.com/enbridge

Vérificateurs

PricewaterhouseCoopers LLP

Couverture

Images provenant de l'ensemble de l'entreprise montrant notre résilience face à la COVID-19.

Dividendes sur actions ordinaires d'Enbridge Inc. pour 2021

| | T1 | T2 | T3 | T4 |
|-----------------------------|------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Dividende | 0.835 \$ | – \$ ² | – \$ ² | – \$ ² |
| Date de paiement | 1er mars | 1er juin | 1er septembre | 1er décembre |
| Date de relevé ¹ | 12 février | 14 mai | 13 août | 15 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.

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.

Mesures non conformes aux PCGR

Cette présentation fait référence aux mesures non conformes aux PCGR, y compris les flux de trésorerie distribuables (DCF) par action. La direction pense que la présentation de ces mesures fournit des informations utiles aux investisseurs et aux actionnaires étant donné qu'elle augmente la transparence et met en lumière la performance d'Enbridge. On entend par DCF les liquidités disponibles provenant des opérations avant tout changement au niveau de l'actif et du passif de l'exploitation (notamment les changements au niveau du passif environnemental) moins la distribution des parts des actionnaires sans contrôle et des parts rachetables des actionnaires sans contrôle, des dividendes d'actions préférentielles et des dépenses en immobilisations affectées au maintien et ajustées pour tenir compte des facteurs inhabituels, non récurrents ou non liés aux opérations. La direction utilise également les DCF pour évaluer le rendement et pour fixer le ratio de ses dividendes. Le rapprochement des mesures financières prospectives non conformes aux PCGR avec des mesures comparables et conformes aux PCGR n'est pas disponible en raison de défis et de l'impossibilité de procéder à l'estimation de certains éléments, en particulier les estimations de certains passifs éventuels, et à l'estimation des pertes et des gains de juste valeur des produits dérivés non réalisés hors trésorerie, et à l'inefficacité des couvertures qui sont soumises aux fluctuations du marché et, par conséquent, un rapprochement n'est pas disponible sans efforts déraisonnables. Ces mesures n'ont pas de signification normalisée en vertu des principes comptables généralement reconnus aux États-Unis (PCGR américains) et pourraient ne pas être comparables.

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.

