

Un pont vers un avenir énergétique plus propre

Rapport annuel 2021



Lettre aux actionnaires



Madame, Monsieur,

L'année dernière, les économies mondiales et le secteur de l'énergie ont continué à être confrontés à la pandémie de COVID-19. Toutefois, une solide reprise économique a fait grimper la demande d'énergie et les prix des produits de base et a souligné l'importance d'une énergie fiable et abordable dans nos vies.

Nos employés ont composé de façon sécuritaire avec les restrictions liées à la COVID et se sont soutenus les uns les autres et ont soutenu nos collectivités. Nous avons continué à nous concentrer sur notre objectif de fournir l'énergie dont les gens ont besoin chaque jour pour assurer leur qualité de vie. Nous avons réalisé une performance record au chapitre de l'exploitation et des finances et avons mis en œuvre nos principales priorités. Au même moment, nous avons pris des mesures pour moderniser nos réseaux, diversifier nos actifs et faire progresser nos objectifs en matière de carboneutralité, de diversité et d'inclusion.

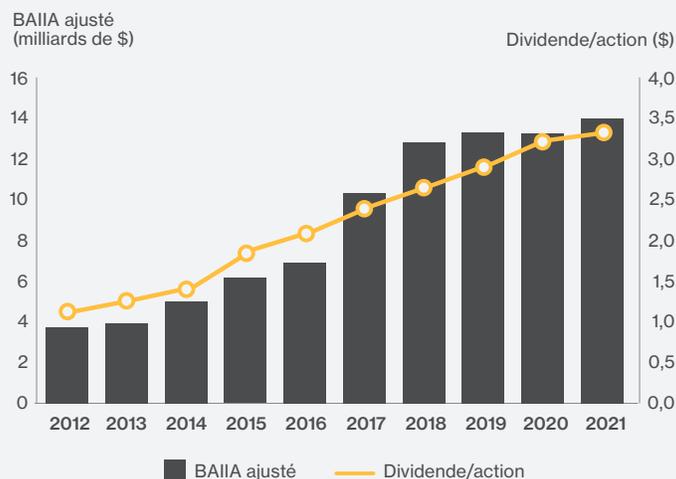
Nous sommes fiers de nos employés et de ce que nous avons accompli l'année dernière, ce qui nous a permis de renforcer la position d'Enbridge en tant que première société énergétique en Amérique du Nord.

En 2021, Enbridge a établi des records en matière de sécurité des employés et des entrepreneurs et de fiabilité des réseaux grâce à notre solide culture de sécurité et à nos investissements dans l'intégrité des réseaux et dans l'entretien préventif.

Obtention de résultats et réalisation des priorités stratégiques

L'année 2021 a agi en catalyseur pour la société. Nous avons profité de notre élan pour faire croître notre entreprise classique, réduire les émissions de nos actifs existants et augmenter nos investissements à faibles émissions de carbone. Nous avons atteint la partie supérieure de notre échelle prévisionnelle externe pour ce qui est des flux de trésorerie distribuables (FTD)¹ par action, augmenté notre dividende pour la 26^e année consécutive et prolongé ce bilan avec une nouvelle augmentation de 3 % du dividende pour 2022.

En 2021, Enbridge a réalisé de solides rendements totaux pour les actionnaires de 30 %. Au cours des dix dernières années, nous avons augmenté le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (BAIIA ajusté¹) à un taux annuel moyen de 14 % en mettant en œuvre un programme d'immobilisations interne de 65 milliards de dollars, en améliorant les produits d'exploitation et la productivité et en faisant des acquisitions sélectives qui ont fait progresser nos stratégies et stimuler notre croissance interne. Parmi ces acquisitions figurent l'acquisition de Spectra en 2017, qui a transformé l'entreprise en ajoutant des activités de services publics et de gaz naturel de premier plan, complétant les actifs irremplaçables de pétrole brut d'Enbridge et son entreprise croissante d'énergies renouvelables. L'année dernière, Enbridge a ajouté une importante plate-forme d'exportation de pétrole brut en Amérique du Nord grâce à l'acquisition du centre énergétique d'Ingleside, qui permet à la société de jouer un rôle central dans les exportations d'énergie à l'échelle internationale. Nous avons réussi à accroître le dividende de 13 % en moyenne par année au cours des dix dernières années, soutenant de solides rendements pour les actionnaires, grâce à nos dépenses en immobilisations rigoureuses tout en protégeant notre solidité financière de premier plan dans le secteur.



¹ La BAIIA ajusté et les FTD par action sont des mesures non conformes aux PCGR.

En 2021, nous avons mis en service des immobilisations garanties d'une valeur de 10 milliards de dollars, y compris la réalisation du projet de remplacement de la canalisation 3 à la fine pointe, qui est le plus important projet d'immobilisations de l'histoire d'Enbridge, et approuvé de nouveaux projets d'une valeur de 2 milliards de dollars. Ces investissements contribueront à la croissance des flux de trésorerie et fourniront une capacité financière supplémentaire dans les années à venir.

La participation des groupes autochtones le long de l'emprise de la canalisation 3 a conduit à un meilleur tracé ainsi qu'à des mesures environnementales adaptées pour protéger les terres et minimiser les incidences. Cet engagement a également mené à des occasions d'affaires pour les Autochtones de 900 millions de dollars, y compris des travailleurs autochtones composant 7 % de la main d'œuvre du tronçon américain de la canalisation 3. Cette précieuse expérience est partagée au sein de notre organisation afin de renforcer notre démarche axée sur le cycle de vie de la participation des Autochtones et des parties prenantes.



> MB Customs, entreprise appartenant à des Autochtones, a travaillé sur le programme de remplacement de la canalisation 3 au Minnesota.

Nous avons également fait progresser notre stratégie d'exportation avec l'acquisition du centre énergétique d'Ingleside grâce auquel nous avons établi une position de chef de file dans l'exportation du pétrole léger et créé une plate-forme pour la croissance interne future. Nous avons fait correspondre cet investissement à notre objectif d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050 en nous engageant à mettre en œuvre un parc solaire sur place qui nous permettra de



> En février 2022, Enbridge et le First Nation Capital Investment Partnership (FNCIP) ont annoncé leur intention de collaborer à la mise en œuvre d'une nouvelle solution de transport et de stockage du carbone à l'Ouest d'Edmonton, appelée le carrefour du carbone à accès ouvert de Wabamun. Le carrefour de Wabamun proposé sera relié à des projets de captage du carbone prévus, dont le potentiel combiné permettra de réduire les émissions de CO₂ de près de 4 millions de tonnes par année.

réduire à zéro les émissions de portée 1 et 2 tout en contribuant à la réduction des émissions de portée 3. Il s'agit d'un excellent exemple de la manière dont Enbridge différencie sa démarche en matière d'infrastructures énergétiques.

D'importants progrès sont faits au chapitre de notre programme de croissance garanti sur le plan commercial de 10 milliards de dollars, y compris la construction de quatre projets éoliens extracôtiers en Europe reliant de nouveaux clients à notre réseau de transport de gaz naturel et en modernisant nos réseaux de pipelines de transport longue distance. Nous avons également établi des partenariats sectoriels afin de renforcer notre position de précurseur dans les domaines du gaz naturel renouvelable, de l'hydrogène et du captage et stockage de carbone.

Au cours des dernières années, nous avons travaillé avec nos clients pour élaborer une nouvelle offre de contrats visant notre réseau principal au Canada. L'année dernière, la Régie de l'énergie du Canada (Régie) a refusé notre proposition même si nous avions le soutien de plus de 75 % de nos expéditeurs. Nous continuerons de collaborer avec nos clients sur deux autres options pour nous assurer qu'un arrangement commercial solide et à long terme soit en place.



> L'équipe d'Enbridge a continué d'avoir une incidence positive sur nos collectivités, notamment par une contribution de 4 millions de dollars américains à Centraide et par des milliers d'heures de bénévolat auprès de 3 000 organisations communautaires et autochtones locales. Nos employés se sont mobilisés pour soutenir les efforts de reconstruction après les incendies de forêt et les inondations en Colombie Britannique et ont fait preuve de la même attention après le passage de l'ouragan Ida en Louisiane.

Créer un pont vers un futur énergétique plus propre

Selon les prévisions, la demande d'énergie continuera d'augmenter avec la croissance démographique et l'amélioration du niveau de vie des pays en développement. Le gaz naturel et le pétrole représentent aujourd'hui plus de la moitié de cette demande d'énergie et nous nous attendons à ce que la demande reste forte pour les décennies à venir, même si les énergies renouvelables augmentent. Cette énergie est essentielle pour le transport, le chauffage, la cuisine, la fabrication, l'électronique, les produits pharmaceutiques, etc. L'Amérique du Nord dispose d'un approvisionnement abondant en pétrole et en gaz avec des performances environnementales de premier plan, lequel approvisionnement peut être exporté là où il est nécessaire.

Il est clair que la société s'oriente vers une économie à faibles émissions de carbone. Nous estimons qu'il est nécessaire de procéder à une transition prudente de nos réseaux énergétiques afin de garantir un approvisionnement suffisant en énergie classique tout en réduisant les émissions et en augmentant les investissements dans les énergies à faibles émissions de carbone.

Nous disposons d'un solide inventaire d'occasions classiques et à faibles émissions de carbone totalisant des investissements annuels d'environ 6 milliards de dollars. Pour ce qui est de l'énergie classique, nous allons accroître et moderniser les réseaux de gaz, ce qui permettra de remplacer le charbon et de soutenir la croissance des énergies renouvelables. Nous allons continuer à améliorer nos positions en matière de GNL et d'exportation et à investir dans notre service public de gaz. Nous poursuivrons également des optimisations efficaces en termes de capital pour notre secteur Oléoducs.

Ces activités comportent également des occasions à faibles émissions de carbone intégrées. Nos actifs existants soutiendront la transition énergétique en mélangeant et en transportant le gaz naturel renouvelable et l'hydrogène, en transportant et en stockant le carbone ainsi qu'en acheminant davantage de gaz naturel. Notre secteur de l'énergie renouvelable nous donne également une grande visibilité sur la croissance grâce à 14 projets en construction, y compris l'énergie solaire autonome en Amérique du Nord et l'énergie éolienne extracôtière en France.

Il sera essentiel d'assurer le bon rythme de transition. Nous adoptons une démarche rigoureuse pour veiller à ce que les nouvelles occasions offrent un rendement intéressant et nous nous appuyons sur des technologies éprouvées et des partenariats avec ceux qui peuvent renforcer nos capacités. C'est ce modèle exact que nous avons utilisé pour l'énergie éolienne et solaire il y a 20 ans et Enbridge dispose aujourd'hui d'une plate-forme d'énergie renouvelable de premier plan.

Nous avons besoin d'énergie dans tous les aspects de la vie quotidienne et nos actifs offrent une source essentielle d'énergie sûre, fiable et abordable. Nos réseaux ont une longue durée de vie parce qu'ils servent les meilleurs marchés et qu'ils ne peuvent être remplacés. Nous modernisons nos actifs pour améliorer l'efficacité et réduire les émissions.

Soutenir notre croissance

En 2022, nous sommes en bonne position pour faire croître le BAIIA ajusté et les FTD par action d'environ 8 %. Nous nous attendons à terminer l'année 2022 avec un ratio de la dette sur le BAIIA dans la partie inférieure de notre fourchette de 4,5x à 5,0x, en raison de l'apport annualisé de la canalisation 3 et du terminal d'Ingleside. Notre priorité demeure la gestion des coûts et l'optimisation de notre solidité et de notre souplesse financières.

Nos perspectives de croissance visible des flux de trésorerie et notre sain bilan rendront possible le remboursement de capital dans le cadre de notre proposition de valeurs aux actionnaires.

Au cours des trois prochaines années, nous prévoyons générer une capacité d'investissement annuelle de 5 à 6 milliards de dollars. De ce montant, une tranche de 3 à 4 milliards de dollars sera affectée en priorité aux investissements à faible intensité de capital et aux investissements s'apparentant à un service public et la tranche restante de 2 milliards de dollars sera affectée aux autres occasions les plus favorables, comme la croissance interne, les investissements rentables dans la transition énergétique, les rachats d'actions ou la réduction de la dette. Le programme de rachat d'actions de 1,5 milliard de dollars que nous avons récemment mis en œuvre crée un moyen supplémentaire de redistribuer de la valeur aux actionnaires.

En mettant en œuvre notre programme d'immobilisations garanti, en augmentant les rendements de nos entreprises existantes et en déployant la capacité financière excédentaire, nous nous attendons à une croissance annuelle composée des FTD par action de 5 à 7 % jusqu'en 2024 par rapport aux résultats de 2021.

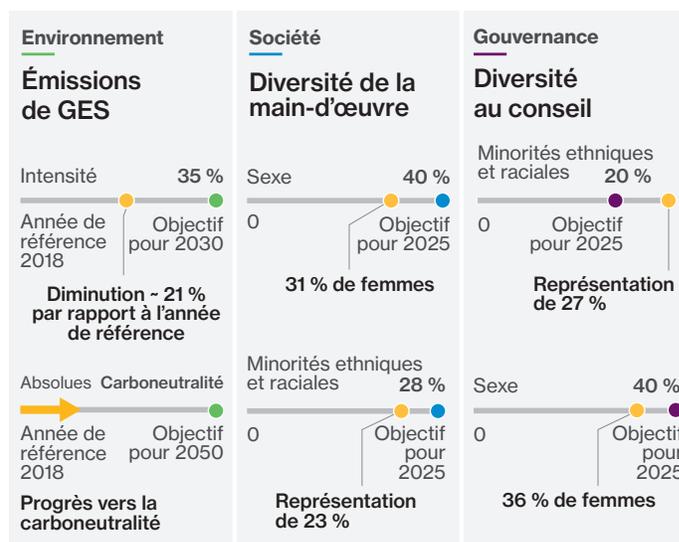
Enbridge a été parmi les premiers à investir dans les énergies à faibles émissions de carbone et elle est bien placée pour être un chef de file en Amérique du Nord. En 2021, nous avons créé une équipe des nouvelles technologies énergétiques dédiée. Jusqu'en 2025, nous voyons la possibilité d'investir 1,5 milliard de dollars supplémentaires pour faire progresser les occasions à faibles émissions de carbone, en plus des projets éoliens extracôtiers de 2,5 milliards de dollars déjà en service.

Être un fournisseur de services qui se démarque

Notre démarche de pointe en matière de performance relative aux facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG) est central à notre stratégie. Notre performance dans ces domaines a permis et permettra à Enbridge de se distinguer, faisant de nous le fournisseur de services de choix pour nos clients, l'employeur de choix et partenaire de confiance pour les collectivités, les groupes autochtones et les décideurs politiques et le meilleur investissement de premier ordre.

En 2020, nous avons adopté des objectifs ESG, notamment continuer à améliorer la performance de chef de file au chapitre de la sécurité, réduire les émissions pour atteindre la carboneutralité et améliorer la diversité et l'inclusion. Nous avons fixé des objectifs ambitieux pour nos efforts en matière de facteurs ESG, nous les avons rendus publics et nous avons lié la rémunération discrétionnaire de tous les employés aux progrès réalisés dans ces domaines. Lors de notre premier forum sur les facteurs ESG en septembre 2021, nous avons partagé des plans détaillés sur la manière dont nous allons atteindre ces objectifs et la manière dont nous avons intégré ces objectifs à chacune de nos entreprises.

Mise à jour sur la performance ESG en 2021



L'année dernière, nous avons émis des financements liés à la durabilité de 3 milliards de dollars qui sont liés à l'atteinte de nos objectifs ESG. Nous avons également fait progresser notre cadre de répartition du capital pour nous assurer que tous les nouveaux investissements tiennent compte des prix du carbone et soient conformes à nos objectifs de réduction des émissions.

Nous sommes en voie de réduire l'intensité de nos émissions de 35 % d'ici 2030 et d'atteindre notre cible de carboneutralité d'ici 2050. En outre, nous avons élargi l'information présentée sur les émissions pour inclure les mesures de portée 3 conçues pour mesurer l'intensité des émissions de l'énergie livrée et les émissions évitées sur plus de deux décennies d'investissement dans les énergies renouvelables, les carburants à faible teneur en carbone et les programmes de gestion de la demande. Depuis 2018, nous avons réduit l'intensité de nos émissions et nos émissions absolues d'environ 21 % et 14 %, respectivement.

Grâce à la gestion de la demande de notre secteur Distribution et stockage de gaz, nous avons réduit les émissions de près de 55 millions de tCO₂ eq. depuis 1995.

Nous nous engageons à être un chef de file du secteur en matière de durabilité et d'améliorations continues dans ce domaine. C'est pourquoi nous avons adopté des mesures supplémentaires, notamment la collaboration avec notre chaîne d'approvisionnement pour diminuer les émissions de portée 3, la création de partenariats pour stimuler l'innovation à faibles émissions de carbone au sein de nos entreprises et la collaboration proactive avec des organisations qui élaborent des directives scientifiques pour les cibles d'émissions pour le secteur intermédiaire. Le rapport annuel sur le développement durable de cette année comprendra une analyse de scénarios qui tient compte de la résilience de notre stratégie visant à atteindre la carboneutralité.

Nous demeurons fermement convaincus que la diversité, l'équité et l'inclusion sont les moteurs d'une main d'œuvre énergique. Cela reste une priorité et a été intégré dans nos décisions d'embauche et de formation, y compris la formation obligatoire sur la justice raciale, les préjugés inconscients et la sensibilisation à la culture autochtone.

Avant la pandémie, nous avons amélioré nos initiatives en matière de santé mentale au travail afin de fournir davantage de ressources et de formations sur le bien être, soit des programmes qui se sont avérés d'une importance cruciale au cours des deux dernières années. Nous poursuivons maintenant nos efforts en sensibilisant les gens aux petits gestes que nous pouvons poser pour réduire la stigmatisation, créer du bien-être personnel et faire en sorte que les gens se sentent valorisés et appréciés.

Nous nous efforçons de créer l'environnement adéquat pour nos employés. Nous menons régulièrement des sondages et des groupes de discussion pour écouter leurs commentaires et nous assurer que nous continuons à évoluer et à répondre aux besoins d'aujourd'hui. L'année dernière, nous avons amélioré notre programme de flexibilité au travail pour offrir aux employés d'Enbridge plus de choix pour équilibrer les responsabilités au travail et à la maison.

Notre conseil hautement engagé traduit un équilibre de perspectives, d'antécédents et d'expériences diversifiés. L'indépendance de notre président du conseil et la séparation

des postes de président du conseil et de chef de la direction représentent les meilleures pratiques en matière de gouvernance. Quatre de nos administrateurs sont des femmes, dont trois président un comité du conseil. Trois de nos onze administrateurs s'identifient comme membres d'une ethnie ou d'une minorité visible et, sous réserve de l'approbation par les actionnaires de nos candidats aux postes d'administrateurs en 2022, nous nous attendons à augmenter davantage cette diversité.

Faire évoluer notre direction et notre conseil

Plusieurs changements ont été apportés à notre haute direction l'année dernière dans le cadre de la planification du perfectionnement et de la relève et nous avons la chance de pouvoir compter sur des dirigeants solides pour assumer de nouvelles fonctions. Ces changements comprennent le départ à la retraite de M. Bill Yardley, vice-président directeur et président, Transport de gaz et services intermédiaires, qui a travaillé chez Enbridge pendant 22 ans. M. Yardley nous laisse un solide héritage et on se souviendra de sa passion pour l'entreprise et de son profond respect pour les personnes qui l'entouraient.

En 2021, le conseil a accueilli trois nouveaux administrateurs : MM. Mayank (Mike) Ashar et Gaurdie Banister et Mme Jane Rowe; trois personnes hautement compétentes qui font bénéficier le conseil de leur vaste expérience du secteur de l'énergie, de leurs solides compétences et de leur jugement commercial. Nous présentons également deux nouveaux candidats au conseil, MM. Jason Few et Steven Williams, qui se présenteront à l'élection à notre assemblée générale annuelle en mai. Des renseignements au sujet des administrateurs et des nouveaux candidats au conseil figurent dans notre circulaire d'information de la direction.

M. Gregory Goff, Mme Maureen Kempston Darkes et M. Marcel Coutu ont quitté le conseil d'administration. Nous souhaitons les remercier pour leur précieuse contribution à la société. Nous tenons également à souligner le travail de M. Herb England qui quittera le conseil à l'assemblée de cette année. En tant qu'un des membres du conseil ayant exercé le plus long mandat, M. England a joué un rôle important dans l'élaboration de la stratégie d'Enbridge et son leadership et son dévouement nous manqueront.

Nos remerciements

Chaque année, notre performance est attribuable aux membres de notre personnel qui remplit la mission d'Enbridge tout en respectant nos valeurs de sécurité, d'intégrité, de respect et d'inclusion. Nous les remercions pour leur engagement envers notre entreprise.

Pour l'année prochaine, la forte demande pour nos réseaux et la mise en œuvre de notre programme d'immobilisations continueront à générer des flux de trésorerie stables et croissants. Nous croyons que nos occasions de croissance interne classiques et à faibles émissions de carbone ainsi que notre démarche rigoureuse en matière d'investissements et d'augmentation des dividendes offrent des perspectives de croissance intéressantes et demeurent une solide proposition de valeur pour nos actionnaires et nos autres parties prenantes importantes.

Veuillez agréer nos salutations distinguées,

Greg Ebel et Al Monaco



Gregory L. Ebel
Président du conseil
d'administration



Al Monaco
Président et chef
de la direction

Calgary (Alberta)
Le 2 mars 2022

Notre conseil



Gregory L.
Ebel



Mayank (Mike) M.
Ashar



Gaurdie E.
Banister Jr.



Pamela L.
Carter



Susan M.
Cunningham



J. Herb
England



Teresa S.
Madden



Al Monaco



Stephen S.
Poloz



S. Jane Rowe



Dan C.
Tutcher

À propos de nous

Chez Enbridge, notre but consiste à alimenter la qualité de vie en fournissant de l'énergie de façon sécuritaire, fiable et durable. Qu'il s'agisse de pétrole, de gaz naturel ou d'énergie renouvelable, l'énergie que nous fournissons permet de chauffer les maisons, de nourrir les familles, de faire fonctionner les véhicules, d'alimenter les industries et de profiter à la société de milliers de façons. La passion et l'innovation de notre équipe de 11 000 personnes ont permis à Enbridge de devenir la principale société de livraison d'énergie en Amérique du Nord.

Tout au long de notre histoire, nous avons regardé au-delà de l'horizon pour investir dans des infrastructures modernes, des collectivités résilientes et de l'énergie fiable. Nous bâtissons un pont vers un avenir énergétique plus durable en répondant aux besoins énergétiques d'aujourd'hui et en faisant croître nos entreprises à faibles émissions de carbone pour demain.

Même si l'énergie classique sera encore nécessaire pendant des décennies à venir, Enbridge adopte une démarche équilibrée en matière de transition énergétique.

Nos réseaux s'étendent dans toute l'Amérique du Nord et nous modernisons nos réseaux, élargissons notre présence et travaillons à l'atteinte de notre objectif de carboneutralité d'ici 2050. Nous prenons des mesures, petites et grandes, afin de réduire les émissions et d'accélérer la transition énergétique, notamment en investissant éventuellement 4 milliards de dollars jusqu'en 2025 dans l'énergie renouvelable et les solutions énergétiques à faibles émissions de carbone comme l'hydrogène, le gaz naturel renouvelable (GNR) ainsi que le captage et le stockage de carbone (CSC).

Au fur et à mesure de notre croissance et de notre évolution, nous continuerons à être guidés par un solide ensemble de valeurs fondamentales, soit la sécurité, l'intégrité, le respect et l'inclusion, qui traduisent les éléments essentiels pour Enbridge.

Nos principales entreprises

Enbridge joue un rôle important dans la chaîne de valeur énergétique en reliant les gens à l'énergie dont ils ont besoin et qu'ils veulent.

- Le secteur Transport de gaz et services intermédiaires (TGSI) achemine environ 20 % du gaz naturel consommé aux États Unis, fournissant du gaz naturel à environ 170 millions de personnes, ainsi qu'à des installations de production d'électricité dans tout le continent.
- Le secteur Distribution et stockage de gaz (DSG) compte plus de 3,9 millions de raccordements avec compteur dans plus de 300 municipalités en Ontario et au Québec et fournit de l'énergie à 75 % des résidents de l'Ontario.
- Le secteur Oléoducs (O) achemine environ 30 % du pétrole brut produit en Amérique du Nord à 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.
- Le secteur Production d'énergie renouvelable détient des participations dans plus de 48 installations d'énergie renouvelable (en activité et en construction) d'une capacité de production d'environ 2 178 mégawatts (MW) soit suffisamment pour répondre aux besoins en électricité de près d'un million de résidences.
- L'équipe des nouvelles technologies énergétiques récemment créée par Enbridge collabore avec chaque unité d'exploitation pour faire progresser les occasions à faibles émissions de carbone dans l'ensemble de la société et s'appuie sur les premiers investissements d'Enbridge dans le GNR, l'hydrogène et le CSC.

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 2021
- 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

ENBRIDGE INC.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit 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

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

Au 30 juin 2021, la valeur marchande globale des actions ordinaires de l'émetteur inscrit détenues par des sociétés non affiliées s'élevait à environ 77,7 G\$ US, selon le dernier prix de vente des actions à cette date.

Au 4 février 2022, l'émetteur inscrit avait 2 026 274 277 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	45
Rubrique 1B. Questions non réglées soumises par le personnel de la sec	59
Rubrique 2. Immobilisations	59
Rubrique 3. Instances judiciaires	59
Rubrique 4. Informations sur la sécurité des mines	59
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	60
Rubrique 6. [Réservé]	62
Rubrique 7. Rapport de gestion	62
Rubrique 7A. Informations quantitatives et qualitatives sur le risque de marché	95
Rubrique 8. États financiers et données supplémentaires	98
Rubrique 9. Changements de l'information comptable et financière et désaccords avec les comptables	186
Rubrique 9A. Contrôles et procédures	186
Rubrique 9B. Autres renseignements	187
Rubrique 9C. Information sur les territoires étrangers qui interdisent les inspections	187
PARTIE III	
Rubrique 10. Administrateurs, membres de la haute direction et gouvernance	188
Rubrique 11. Rémunération des dirigeants	188
Rubrique 12. Titres appartenant à certains propriétaires véritables et à la direction et questions connexes ayant trait aux actionnaires	188
Rubrique 13. Certaines relations et opérations entre apparentés et indépendance des administrateurs	188
Rubrique 14. Principaux honoraires et services comptables	188
PARTIE IV	
Rubrique 15. Annexes et tableaux des états financiers	189
Rubrique 16. Sommaire du formulaire 10-k	189
	Table des matières des pièces
	190
	Signatures
	197

GLOSSAIRE

ACR	avantages complémentaires de retraite
ASC	Accounting Standards Codification
ASU	Accounting Standards Update (normes comptables révisées)
b/j	barils par jour
BAIIA	bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement
CEO	Commission de l'énergie de l'Ontario
CSC	captage et stockage de carbone
Dawn	vaste ensemble de bassins de stockage de gaz souterrains à l'installation de Tecumseh et du carrefour Dawn
DCP Midstream	DCP Midstream, LLC
EDDV	entité à détenteurs de droits variables
EEP	Enbridge Energy Partners, L.P.
EIE	étude d'impact environnemental
EIEC	Enbridge Ingleside Energy Center
EMF	Éolien Maritime France SAS
Enbridge	Enbridge Inc.
Enbridge Gas	Enbridge Gas Inc.
ESG	critères environnementaux, sociaux et de gouvernance
ETC	entente de tarification concurrentielle
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (commission fédérale de réglementation de l'énergie – États-Unis)
Flanagan Sud	pipeline Flanagan Sud
GES	gaz à effet de serre
GNL	gaz naturel liquéfié
GNR	gaz naturel renouvelable
Gpi ³ /j	milliard de pieds cubes par jour
ICQF	Initiative de consultation relative aux questions foncières
Investissements RPC	Office d'investissement du Régime de pensions du Canada
kb/j	milliers de barils par jour
LGN	liquides de gaz naturel
LRMA	ligne de raccordement Montana-Alberta
Moda	Moda Midstream Operating, LLC
MW	mégawatt
Noverco	Noverco Inc.
NYSE	Bourse de New York
OAAI	options d'achat d'actions incitatives
OMHS	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations
PCGR des États-Unis	principes comptables généralement reconnus des États-Unis
PHMSA	Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration
pipeline Seaway	réseau de pipelines de pétrole brut Seaway
programme L3R aux États-Unis	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
STFR	système de tarification fondé sur le rendement
Texas Eastern	Texas Eastern Transmission, L.P.
TIC	tarif international conjoint
TPSP	terminal pétrolier Sea Port
TSX	Bourse de Toronto
UAP	unités d'actions fondées sur la performance
UAR	unités d'actions restreintes
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 aspects environnementaux, sociaux et de gouvernance (« 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 ainsi que des activités de maintenance; 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 coentrepreneurs à terminer et à financer les projets en construction; la conclusion prévue et le moment prévu des acquisitions et des cessions; les avantages prévus des opérations, y compris la réalisation d'efficacités, 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.

MESURES HORS PCGR ET AUTRES MESURES FINANCIÈRES

La partie II, rubrique 7, Rapport de gestion du présent rapport annuel sur formulaire 10-K fait référence à des mesures hors PCGR et d'autres mesures financières, y compris la BAIIA. Le BAIIA s'entend du bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement. La direction utilise le BAIIA pour évaluer la performance d'Enbridge et pour fixer des objectifs. La direction croit que la présentation du BAIIA fournit des renseignements utiles aux investisseurs puisqu'il rehausse la transparence et donne un aperçu du rendement d'Enbridge.

Les mesures hors PCGR et autres mesures financières décrites ci-dessus sont des mesures qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») et ne sont pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR des États-Unis. Par conséquent, ces mesures ne sauraient être comparées aux mesures de même nature présentées par d'autres émetteurs. Un rapprochement des mesures hors PCGR et autres mesures financières historiques les plus directement comparables aux mesures conformes aux PCGR est présenté dans ce rapport de gestion et peut être consulté sur notre site Web. Des renseignements supplémentaires sur les mesures hors PCGR et autres mesures financières peuvent être consultés sur notre site Web, www.sedar.com ou www.sec.gov.

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 30 % 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 d'environ 3,8 millions de compteurs raccordés à son réseau, ainsi que le secteur Production d'énergie renouvelable, qui produit environ 1 766 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

La raison d'être de notre entreprise est d'alimenter la qualité de vie en fournissant l'énergie dont les gens ont besoin et qu'ils veulent, de façon sûre, propre et socialement responsable. Notre vision d'être la principale société d'infrastructures énergétiques d'Amérique du Nord appuie cet objectif. En poursuivant ce but, nous nous faisons l'un des rouages essentiels de la santé économique et sociale des gens des secteurs que nous desservons, qui dépendent d'un approvisionnement fiable en énergie abordable, sous toutes ses formes. Notre infrastructure nous permet de transporter, de distribuer et de produire de l'énergie sous forme de liquides, de gaz naturel, d'énergie renouvelable et de combustibles à faible teneur en carbone comme le gaz naturel renouvelable (« GNR »). Nous reconnaissons que le système énergétique est en mutation, et notre objectif est de faire le pont vers cet avenir énergétique plus propre en investissant dans des plateformes à faibles émissions de carbone tout en assurant la continuité et la stabilité dont le monde a besoin pendant la transition.

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, des conventions d'achat d'électricité et d'autres ententes commerciales à faible risque.

Nous nous employons à être un chef de file en ce qui a trait aux aspects ESG ainsi qu'en matière de sécurité des travailleurs, de réduction des émissions, de relations avec les parties prenantes, de service à la clientèle, d'investissement communautaire et d'engagement et de 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. Nos actifs ont systématiquement généré de robustes flux de trésorerie à faibles risques tout au long de nombreux cycles des marchandises et de l'économie, y compris durant la pandémie de COVID-19 et la reprise économique volatile qui lui succède.

Pour demeurer un chef de file de l'industrie et un créateur de valeur dans l'avenir, nous maintenons une solide approche de planification stratégique. Nous effectuons régulièrement des analyses de scénarios et de résilience, tant pour nos actifs et que pour notre stratégie commerciale. Nous mettons à l'essai diverses options d'amélioration et de maximisation de la valeur, et nous communiquons régulièrement avec notre conseil d'administration (le « conseil ») pour assurer l'harmonisation et maintenir une surveillance active. La participation du conseil comprend des mises à jour et des discussions tout au long de l'année, ainsi qu'une séance annuelle consacrée à la planification stratégique. Cette approche globale continuera de guider les décisions d'investissement à l'avenir.

La croissance prévisible caractérise notre proposition de valeur pour les investisseurs. Nous entrevoyons un taux de croissance annuel composé des flux de trésorerie distribuables par action de 5 à 7 % jusqu'en 2024, par rapport à 2021, compte tenu des rendements que notre entreprise de base peut générer et de la possibilité d'assurer une croissance interne au moyen de l'affectation disciplinée de capitaux. Grâce à notre empreinte diversifiée, nous pouvons faire des investissements sélectifs dans nos deux entreprises de base et sur de nouvelles plateformes à faibles émissions de carbone, notamment le captage et le stockage du carbone (« CSC »), l'hydrogène gazeux et le GNR.

En 2021, nous avons fait des progrès dans la réalisation de plusieurs priorités stratégiques. En voici certains exemples :

- le secteur Oléoducs a fourni un débit record sur la canalisation principale, mis en service des projets d'investissement de 5,6 G\$ (remplacement de la canalisation 3, accès vers le sud), rehaussé de 90 kb/j la capacité vers le Petroleum Administration for Defense Districts (« PADD ») III et fait l'acquisition du centre énergétique d'Ingleside à Corpus Christi et des actifs connexes pour étendre davantage notre portée sur les marchés mondiaux d'exportation du pétrole léger;
- le secteur Transport de gaz et services intermédiaires a mis en service avec succès des projets d'investissement de 3,1 G\$, conclu des règlements tarifaires favorables qui ont fait un apport supplémentaire de 150 M\$ au BAIIA et fait progressé des occasions d'expansion de plus de 2 G\$;
- le secteur Distribution et stockage de gaz a assuré des services ininterrompus depuis le début de la pandémie, acquis plus de 40 000 nouveaux clients, achevé 190 projets de modernisation, mis en service deux projets de GNR et réalisé un projet pilote d'intégration de l'hydrogène gazeux dans son réseau;
- en Europe, notre secteur de production d'énergie renouvelable a poursuivi la construction du projet de Saint-Nazaire de 480 MW, du projet de Fécamp de 500 MW et du projet du Calvados de 448 MW a approuvé l'installation éolienne flottante Provence Grand Large;
- nous avons poursuivi notre stratégie axée sur les installations énergétiques autonomes et avons mis en service deux projets, soit Alberta Solar One sur notre réseau d'oléoducs et Heidlersburg sur notre réseau de gazoducs. De plus, l'aménagement de dix nouvelles installations autonomes futures (capacité d'environ 100 MW) a été approuvé;
- nous avons établi notre équipe des nouvelles technologies énergétiques afin de faire progresser notre stratégie visant à réduire les émissions de carbone. Grâce à plusieurs partenariats stratégiques, nous collaborons au développement de solutions en matière de GNR, d'hydrogène gazeux et de CSC pour accélérer l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de carbone à l'échelle mondiale et pour des secteurs spécifiques;
- nous avons continué de réaliser des progrès significatifs en vue d'atteindre nos objectifs ESG, qui comprennent une réduction de 35 % des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») provenant de notre exploitation d'ici 2030 (élimination complète des émissions de GES d'ici 2050) et une représentation accrue de divers groupes au sein de notre effectif et de notre conseil d'administration d'ici 2025;

- nous avons vendu des actifs de 1,2 G\$ à des prix attrayants, ce qui a rehaussé notre souplesse financière; nous avons par ailleurs continué de réduire nos coûts d'exploitation (1,2 G\$ depuis 2017) 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. Nos principales priorités demeurent de promouvoir activement la sécurité des collectivités et des biens, de protéger l'environnement et de maintenir la fiabilité. 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.

Nous continuerons de rehausser les rendements de notre entreprise de base, de tirer profit de nos infrastructures d'oléoducs et de gazoducs avantageuses, de mettre l'accent sur les occasions d'exportation et sur la croissance interne des secteurs de desserte, et de saisir les occasions à faibles émissions de carbone à l'échelle de l'entreprise.

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 recours à des agents réducteurs de résistance, l'ajout de puissance aux stations de pompage pour optimiser le débit de notre réseau d'oléoducs, la conclusion de règlements tarifaires et le dépôt de dossiers tarifaires pour optimiser les revenus de nos concessions de transport de gaz, l'élargissement de l'offre de gaz à faible teneur en carbone afin de moderniser et d'intégrer les chaînes de valeur de notre service public de gaz 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 9 G\$ jusqu'en 2024) 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 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. 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 évaluerons notre capacité d'investissement résiduelle et affecterons des capitaux aux occasions les plus susceptibles de rehausser la valeur, y compris la poursuite de la croissance interne, l'acquisition d'actifs et les rachats d'actions, ou nous allégerons davantage notre bilan.

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 entreprises. En voici certains exemples :

- nos oléoducs continueront d'assurer un lien essentiel entre les principaux bassins d'approvisionnement et les marchés sur lesquels il existe une pression de la demande, notamment les carrefours de raffinage du Midwest américain, de l'est du Canada et de la côte américaine du golfe du Mexique. L'émergence du CSC offre des possibilités de nouvelle croissance à long terme;
- 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 gaz naturel liquéfié (« GNL »); à l'avenir, les projets de production de GNR et d'hydrogène gazeux et leur intégration dans notre réseau amélioreront la longévité des actifs et nous permettront de proposer aux clients un service différencié à faibles émissions de carbone;
- notre entreprise de services publics de distribution de gaz naturel poursuivra sa croissance grâce à l'ajout de clients, aux gains de productivité, aux investissements de modernisation et aux installations d'intégration de l'hydrogène gazeux et du GNR dans les sources d'approvisionnement de gaz et à l'élargissement de nos programmes de la gestion de la demande et de production décentralisée;
- nos capacités déjà établies dans le secteur éolien extracôtier et terrestre nous placent en bonne position pour faire face à la concurrence pour les nouveaux projets tout au long du cycle de développement en Europe et en Amérique du Nord, alors que notre programme pluriannuel d'autoalimentation des stations de compression existantes présente une croissance transparente et évolutive.

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. Notre programme d'investissement garanti en cours, qui s'étend jusqu'en 2024, 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. De plus, nous continuerons d'examiner les occasions de monétiser des actifs non essentiels à des valorisations attrayantes. 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.

Toutes les occasions d'investissement sont évaluées en fonction de leur potentiel à faire progresser notre stratégie, atténuer les risques, appuyer nos objectifs ESG et rehausser la souplesse financière. À court terme, nous mettons l'accent sur les occasions à faible intensité capitalistique pour rehausser le rendement des entreprises existantes (expansions et optimisations internes), 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 solutions de rechange possibles pour le déploiement de capital. Ces autres solutions de rechange dépendent de nos perspectives du moment et incluent d'autres 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 des émissions de gaz à effet de serre 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 réduire les émissions. 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 à faibles émissions en dirigeant le développement des futurs systèmes énergétiques et en accompagnant les clients dans leurs stratégies de réduction des émissions de carbone tout en réduisant nos émissions par la même occasion. 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.

Nous croyons que la diversification et l'innovation joueront un rôle de premier plan dans la transition vers un avenir sobre en carbone. À ce jour, nous avons fait des investissements massifs dans des infrastructures de gaz naturel et nous constatons que l'énergie renouvelable présente de grandes possibilités. Nos domaines d'intérêt en matière d'énergie renouvelable demeurent le secteur éolien extracôtier et les projets terrestres à grande échelle. Nous jouons également un rôle de chef de file dans d'autres plateformes à faibles émissions de carbone, comme le CSC, l'hydrogène gazeux et le GNR, où nous pouvons tirer parti des capacités de nos infrastructures et de nos relations avec les parties prenantes pour accélérer la croissance et accroître la valeur de nos actifs existants. De plus, tout nouvel investissement que nous ferons devra être assorti d'un parcours bien défini vers la carboneutralité.

Nous reconnaissons les attentes de nos clients pour une transition vers une économie à faibles émissions de carbone et nous travaillons activement pour être un fournisseur de services différencié en tirant parti de notre leadership en matière d'ESG et de nos capacités d'exécution de calibre mondial.

INSTRUMENTS STRATÉGIQUES

La concrétisation de nos priorités stratégiques repose sur notre engagement en matière d'ESG, la qualité et les compétences de nos gens et la mesure dans laquelle nous adoptons la technologie et 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 ambitieux¹, notamment :

- élimination complète des GES d'ici 2050, y compris un objectif intérimaire de réduction de 35 % des émissions de GES d'ici 2030, par rapport à l'année de référence 2018;

¹ Tous les pourcentages ou objectifs particuliers 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 à la législation étatique, locale, provinciale et fédérale applicable, y compris sans s'y limiter, celle émanant des autorités de réglementation fédérales américaines, de la Equal Employment Opportunity Commission, du Department of Labor et du Office of Federal Contract Compliance Programs.

- représentation accrue de divers groupes au sein de notre effectif d'ici 2025, y compris des 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 mise en application de robustes programmes de cybersécurité.

Depuis 2021, nous relient notre performance en matière d'ESG à la rémunération incitative et nous réalisons des progrès significatifs vers l'atteinte de ces cibles en exécutant des plans d'action très précis. De plus, nous avons émis pour la première fois des titres de créance et des obligations liées à la durabilité qui relient notre financement à nos objectifs ESG. 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.

Enbridge vise à renforcer continuellement son approche en matière d'information et de réduction des émissions et étend son approche pour y inclure les mesures supplémentaires suivantes :

- S'assurer que les décisions d'investissement sont conformes aux objectifs de réduction des émissions à court et à long terme d'Enbridge.
- Continuer de travailler de façon proactive avec les organisations œuvrant dans l'élaboration de lignes directrices fondées sur la science pour les cibles d'émissions dans le secteur intermédiaire.
- Travailler avec les principaux fournisseurs pour soutenir la réduction supplémentaire des émissions de portée 3.
- Poursuivre le développement de partenariats en matière d'énergie à faibles émissions de carbone afin de stimuler l'innovation dans l'ensemble de nos activités, en mettant l'accent sur l'énergie renouvelable, le gaz naturel renouvelable, l'hydrogène et le captage du carbone.

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 la diversité d'opinions 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 la souplesse et 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. Nous nous sommes engagés à viser l'innovation et des solutions technologiques permettant d'améliorer davantage notre performance au chapitre de la sécurité, d'optimiser nos produits, d'améliorer l'efficacité et de permettre une transition vers de nouvelles solutions énergétiques plus propres. 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 de même que sur nos hypothèses et autres informations pertinentes 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, y compris notre rapport annuel sur le développement durable, 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 et exportent 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 brut 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 d'exploitation totale d'environ 3,1 millions de barils par jour (« Mb/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.

Régime de tarification

L'entente de tarification concurrentielle (« ETC ») qui régissait 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, est échue depuis le 30 juin 2021. L'ETC était un accord négocié de 10 ans qui prévoyait 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 étaient libellés en dollars américains.

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 au Canada. Le 26 novembre 2021, la Régie a rejeté la demande au motif que, entre autres choses, les contrats proposés entraîneraient un changement important de l'accès au réseau principal au Canada et des résultats potentiellement inéquitables pour certains expéditeurs et non-expéditeurs sans justification convaincante.

Depuis le 1^{er} juillet 2021, le réseau principal est soumis à des droits provisoires qui demeureront en vigueur jusqu'à ce que la Régie approuve de nouveaux droits. Conformément aux modalités de l'ETC, les droits provisoires correspondent aux droits en vigueur le 30 juin 2021 et sont sujets à l'approbation et aux ajustements applicables à la période provisoire, le cas échéant. Nous étudions actuellement, avec les clients et d'autres parties prenantes, des options qui pourraient comprendre une ETC modifiée et prolongée, un nouvel accord de tarification incitative ou une structure de tarification fondée sur le coût du service. La Régie doit approuver tout règlement négocié avant que ce dernier puisse entrer en vigueur. Nous espérons avoir une meilleure idée du nouveau régime de tarification d'ici 2023.

Les expéditeurs continuent de s'engager 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 les droits provisoires et continuent d'être établis selon les ententes de tarification existantes du réseau de Lakehead, comme il est décrit ci-après. Conformément aux droits provisoires, la quote-part revenant au réseau principal au Canada des droits 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 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. Tant que s'appliqueront les droits provisoires, nous continuerons de désigner ce montant, libellé en dollars américains, 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 une indexation annuelle 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 base 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.

Le 21 mai 2021, nous avons déposé une demande tarifaire visant à majorer nos tarifs de base en date du 1^{er} juillet 2021. Le 30 juin 2021, la FERC a rendu une ordonnance pour accepter les taux assujettis sous réserve de remboursement. Ce dossier fait actuellement l'objet du processus de règlement de la FERC.

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 douze 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 1 090 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, le pipeline Gray Oak et le centre énergétique Ingleside d'Enbridge (« EIEC »), ainsi que le réseau du milieu du continent (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.

En octobre 2021, nous avons acquis des droits d'exploitation de 100 % du centre énergétique d'Ingleside (renommé « Enbridge Ingleside Energy Center » ou « EIEC »), situé près de Corpus Christi, au Texas. Le terminal a une capacité de stockage de 15,6 millions de barils et une capacité d'exportation de 1,5 million de barils par jour. Nous avons aussi fait l'acquisition d'une participation de 20 % dans le pipeline Cactus II d'une capacité de 670 kb/j, une participation de 100 % dans le pipeline Viola d'une capacité de 300 kb/j et une participation de 100 % dans le terminal Taft d'une capacité de 350 kb/j.

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 pipelinière qu'ils utilisent au cours d'un mois donné.

Le réseau Bakken comprend le réseau du Dakota du Nord et le réseau pipeline 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. 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 pipeline 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 pipeline 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 pipeline Bakken comprend le projet de pipeline Dakota Access, 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 750 kb/j de pétrole brut et elle pourrait être augmentée en haussant la puissance de pompage. Le réseau pipeline 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 pipeline 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 pipeline 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 pipeline 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 pipeline 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 solutions de rechange en matière d'infrastructures ou de logistique qui assurent l'acheminement des hydrocarbures liquides depuis les bassins producteurs où nous menons des activités vers les marchés du Canada, des États-Unis et du reste du monde sont la principale source de concurrence pour notre réseau d'oléoducs. La concurrence entre les pipelines actuels et proposés repose essentiellement sur l'accès aux approvisionnements, les marchés utilisateurs, le coût du transport, la structure des contrats et la qualité et la fiabilité des services. 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 pipeline.

Nous estimons que nos réseaux d'oléoducs seront à même d'attirer les producteurs du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (le « BSOC »), du Dakota du Nord et, depuis peu, du bassin permien, et de leur offrir des options avantageuses grâce à notre accès aux marchés, 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 procureront d'autres solutions 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.

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, tant à l'échelle nationale qu'internationale.

La pandémie de COVID-19 a eu de lourdes conséquences pour le marché du pétrole brut en 2020 alors que le ralentissement économique et les restrictions sur les déplacements imposées par le gouvernement ont fait baisser la demande. Cependant, la demande de pétrole brut a remonté en 2021 à des niveaux proches des sommets d'avant la pandémie. Au niveau international, les prix se sont raffermis pour atteindre des sommets pluriannuels, la demande mondiale ayant dépassé le retour de l'offre puisque les producteurs cotés en bourse ont adopté une approche plus rigoureuse pour l'affectation du capital aux nouveaux forages.

Le débit de notre réseau principal, mesuré à la frontière canado-américaine à Gretna, au Manitoba, a atteint 3,1 millions de b/j en fin d'exercice, puisque le programme de remplacement de la canalisation 3 est entré en service. La demande des raffineries du marché du nord du Midwest du PADD II a été soutenue en raison de la reprise économique et de la hausse de la demande compte tenu de l'accroissement des déplacements. Sur la côte américaine du golfe du Mexique, la faiblesse de l'offre de pétrole brut de l'Amérique latine et du Moyen-Orient fait augmenter la demande de pétrole brut canadien.

Selon les prévisions, la demande en pétrole brut devrait s'accroître au cours de la prochaine décennie et 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 au fil du temps, compte tenu de la plus grande efficacité du carburant automobile et des ventes accrues de véhicules électriques.

Les nouveaux approvisionnements pour répondre à cette demande croissante proviendront principalement des pays de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») et de l'Amérique du Nord. L'approvisionnement accru en provenance de l'OPEP proviendra surtout de l'Arabie saoudite et des Émirats arabes unis, étant donné leurs importantes réserves à coût abordable, auxquelles pourrait s'ajouter la reprise de la production approuvée en Iran. La croissance en Amérique du Nord sera stimulée par le bassin permien, dont les ressources en pétrole brut léger sont importantes et concurrentielles sur le plan des coûts. De plus, on s'attend à une croissance du pétrole brut lourd provenant du BSOC, car la capacité de transport supplémentaire appuiera l'expansion des projets existants et de certaines nouvelles installations potentielles.

La croissance à long terme de la demande dans les pays non membres de l'OCDE, jumelée à la contraction de la demande intérieure au fil du temps et à la croissance continue de la production dans le bassin permien et le BSOC, fait ressortir l'importance de notre portefeuille d'actifs stratégiques et renforce la nécessité d'une infrastructure supplémentaire axée sur les exportations. Nous sommes bien placés pour répondre à cette évolution de l'offre et de la demande en haussant la capacité du réseau pour fournir un accès accru à la côte américaine du golfe du Mexique et compte tenu de l'aménagement à venir du Enbridge Ingleside Energy Center à Corpus Christi, la plus importante installation d'exportation de pétrole brut en Amérique du Nord.

L'opposition à l'utilisation de combustibles fossiles conjuguée aux préférences en évolution de nos clients et à la nouvelle technologie pourraient donner lieu à une accélération de la transition énergétique ayant une incidence sur l'offre et la demande de pétrole brut à long terme. Nous continuons de surveiller de près l'évolution de tous ces facteurs afin d'être en mesure de nous adapter de façon proactive et de contribuer à répondre aux besoins énergétiques de nos clients et de la société.

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 centres d'offre et de demande de la côte du golfe du Mexique au Texas et en Louisiane à ceux des États de l'Ohio, de la Pennsylvanie, du New Jersey et de New York. Son réseau de transport terrestre est composé d'environ 13 807 kilomètres (8 579 milles) de canalisations et des stations de compression connexes et a une capacité de pointe de 13,09 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 des stations de compression connexes et a une capacité de pointe de 3,09 Gpi³/j de gaz naturel.

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 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 terrestres. 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 transport du gaz naturel 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 462 kilomètres (287 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 recouvrir 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 3,6 Gpi³/j de gaz naturel sur quelque 2 950 kilomètres (1 833 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 fermes 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 Sable 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 36 usines ainsi que des gazoducs et des pipelines de liquides de gaz naturel d'une longueur d'environ 90 123 kilomètres (56 000 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. 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 notamment 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 et les conditions météorologiques.

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 marchés de l'offre et de la demande au cours de la dernière décennie et continueront de contribuer à l'évolution du paysage énergétique.

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 47,5 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. 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 2,0 Gpi³/j au cours des deux prochaines décennies. La souplesse d'approvisionnement sur ce marché est particulièrement cruciale au maintien de la liquidité et de la stabilité des prix à mesure que le gaz naturel continuera de remplacer les centrales au charbon.

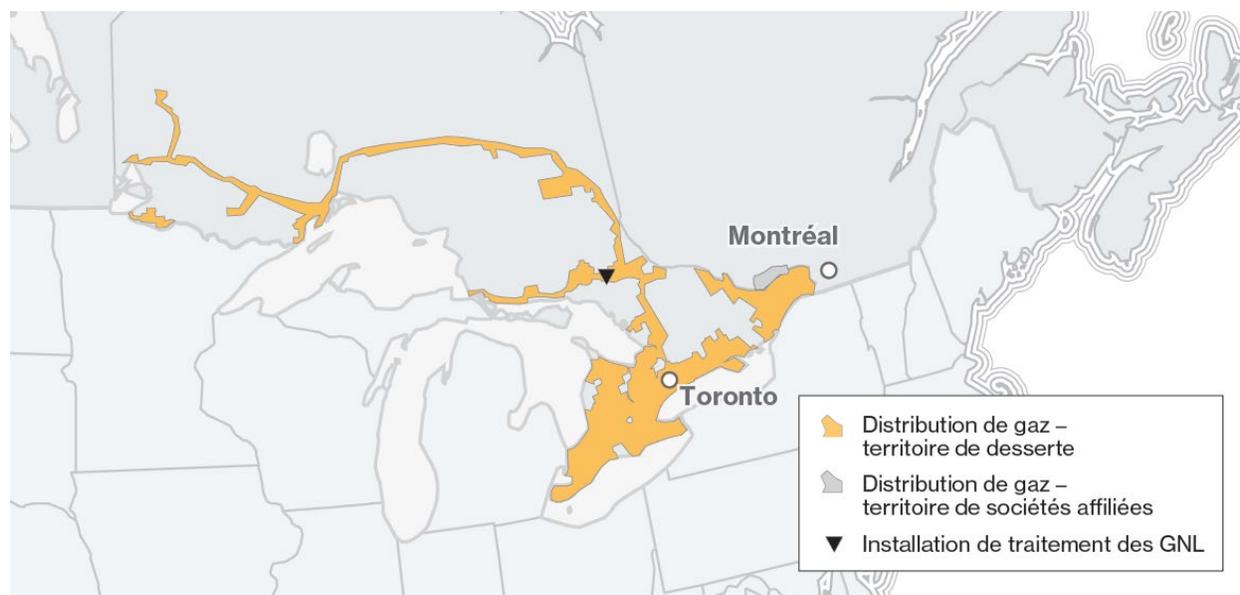
La croissance de la demande sur la côte américaine du golfe du Mexique est stimulée par une hausse des exportations de GNL, une vague d'installations pétrochimiques consommant beaucoup de gaz ainsi que par les centrales de production d'électricité et des exportations par pipelines vers le Mexique. La 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 11 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 2021.

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 27 % 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 23 % 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. L'opposition à l'aménagement de projets de gaz naturel, y compris de nouveaux projets de gazoducs, est en hausse depuis quelques années, ce qui pourrait faire obstacle à la croissance continue du marché gazier nord-américain et à la possibilité d'arrimer efficacement l'offre à la demande. 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 une ancienne participation dans Noverco Inc. (« Noverco ») qui a été vendue le 30 décembre 2021. Pour un complément d'information, se reporter à la partie II, note 8, *Acquisitions et cessions*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*.



ENBRIDGE GAS

Enbridge Gas est un distributeur de gaz naturel à tarifs réglementés proposant des services de stockage et de transport depuis 173 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.

En 2021, Enbridge Gas a mis en œuvre un programme pilote volontaire pour le GNR, dans le cadre duquel les clients peuvent contribuer volontairement au coût supplémentaire du GNR à faible teneur en carbone pour remplacer le gaz naturel ordinaire, et un projet pilote qui permet d'intégrer l'hydrogène gazeux au gaz naturel, dans un tronçon isolé du réseau de distribution existant, afin de mieux comprendre l'utilisation de l'hydrogène gazeux comme méthode de décarbonisation du gaz naturel en vue de réduire les émissions de GES.

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 147 000 kilomètres (91 342 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 2021, Enbridge Gas a livré 1 943 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 15 ans et le contrat le plus long ayant encore 19 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 281 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 2021, 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 quatre ans et le contrat le plus long ayant encore 15 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 détenait 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. Le 30 décembre 2021, nous avons vendu notre participation minoritaire hors exploitation de 38,9 % dans Noverco à Trencap L.P. pour une contrepartie en trésorerie de 1,1 G\$.

GAZIFÈRE

Par ailleurs, nous détenons en propriété exclusive Gazifère, une entreprise de distribution de gaz naturel qui dessert près de 44 000 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 de distribution 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 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 comprenant la loi fédérale sur la tarification du carbone, 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 taux de croissance stable à long terme alors que la croissance de la demande en période de pointe quotidienne se poursuivra. Toutefois, certains risques propres au marché du gaz naturel peuvent faire obstacle à ses perspectives de croissance. Les préférences en évolution de nos clients envers des combustibles à faible teneur en carbone et les technologies plus efficaces, conjuguées à l'opposition croissante à l'aménagement d'installations de gaz naturel en Amérique du Nord, pourraient faire en sorte de réduire la capacité du marché de déployer efficacement du capital afin d'arrimer l'offre à la demande. Nous surveillons ces facteurs de près afin d'être en mesure d'élaborer une stratégie d'affaires qui nous permettra de suivre le changement de préférences de nos clients.

Nous prévoyons que la demande d'accès au gaz naturel en Ontario maintiendra son récent profil de croissance compte tenu de la croissance démographique soutenue et des prix concurrentiels du gaz naturel qui devraient persister et fournir un attrait par rapport aux autres formes d'énergie, même en tenant compte des taxes sur le carbone accrues. L'intérêt particulier pour l'accès au gaz naturel devrait se manifester tout particulièrement dans les collectivités de l'Ontario 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 et les sources d'approvisionnement avec une empreinte carbone plus faible. Outre nos programmes actuels de GNR, nous visons également d'autres sources d'approvisionnement à faible empreinte carbone, comme le gaz naturel produit de façon responsable et l'hydrogène gazeux.

Le marché du stockage et du transport continue de s'adapter à l'évolution de la dynamique de l'approvisionnement en gaz naturel, notamment en contexte de reprise de l'approvisionnement, ce dernier ayant été touché négativement par la pandémie mondiale.

Au cours des dix dernières années, la croissance de l'approvisionnement gazier en Amérique du Nord, en raison surtout de la mise en valeur de ressources de gaz non classique dans les bassins d'approvisionnement de Montney, de Marcellus et d'Utica ainsi que dans le bassin permien, a fait baisser les prix des marchandises annuels 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 étant donné que l'approvisionnement gazier et la demande de gaz naturel en Amérique du Nord se sont progressivement rééquilibrés.

PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

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. Nous réalisons également plusieurs projets d'énergie solaire autonome le long des emprises de nos oléoducs et de nos gazoducs en Amérique du Nord. 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 éoliens extracôtiers en construction et en cours d'aménagement actif en France. En outre, nous examinons de nouvelles possibilités d'aménagement de projets éoliens extracôtiers 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 2 178 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 extracôtiers en Europe;
- 309 MW seront générés par les projets éoliens extracôtiers de Saint-Nazaire, de Fécamp et du Calvados, tous actuellement en construction;
- 6 MW seront générés par le projet éolien flottant extracôtier Provence Grand Large, pour lequel le financement a été obtenu en 2021 et dont la préparation terrestre de la construction se poursuit;
- 93 MW sont générés par les installations solaires en exploitation en Amérique du Nord, et d'autres projets prévoyant une capacité supplémentaire de 97 MW sont en début de construction ou en cours de 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 notre participation de 25 % dans 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.

COENTREPRISES / SATELLITES

Les investissements dans des actifs éoliens et des actifs d'énergie solaire (à l'exception des actifs autonomes) 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 que nous gérons et exploitons.

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;
- une participation de 25,4 % dans le parc éolien Hohe See Offshore et son agrandissement subséquent, situés en Allemagne;
- une participation de 25,5 % dans le projet éolien extracôtier de Saint-Nazaire, actuellement en construction en France;
- une participation de 25 % dans le projet éolien flottant extracôtier Provence Grand Large, en pré-construction en France;
- une participation de 17,9 % dans le projet éolien extracôtier de Fécamp, en construction en France;
- une participation de 21,7 % dans le projet éolien extracôtier du Calvados, en pré-construction en France.

Les pourcentages de participation dans les projets éoliens extracôtiers de Saint-Nazaire, de Fécamp et du Calvados 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 a eu lieu au premier semestre de 2021.

CONCURRENCE

Le 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 transition vers des stratégies de réduction des émissions de carbone continues des secteurs résidentiel, industriel et des transports devraient stimuler la demande d'électricité. De plus, les parties prenantes s'attendent de plus en plus à des cibles d'émissions d'ESG volontaires, ce qui entraîne une demande importante de la part des entreprises utilisatrices d'électricité pour de l'électricité propre et des attributs environnementaux. 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 classiques. Par conséquent, il faudra en Amérique du Nord mettre en place une importante nouvelle capacité de production à partir des 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 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 au Royaume-Uni d'atteindre ses objectifs ambitieux de réduction des émissions de carbone et de production d'énergie renouvelable, plus particulièrement l'énergie éolienne extracôtère.

Quant à l'offre, l'Agence internationale de l'énergie prévoit que, d'ici 2040, l'utilisation du charbon chutera de plus de 90 % par rapport aux niveaux de 2020, 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 extracôtère) 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, et d'examiner les occasions à ce titre 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 pipelinières.

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

RÉGLEMENTATION GOUVERNEMENTALE

Réglementation des pipelines

Nos actifs des secteurs Oléoducs et Transport de gaz et services intermédiaires sont 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 continue de réviser les règlements en vigueur et d'établir de nouveaux règlements appuyant les normes de sécurité conçues pour améliorer les processus de gestion de l'intégrité de l'exploitation 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, nos dépenses en immobilisations, notre bénéfice, nos flux de trésorerie, notre situation financière et notre avantage concurrentiel.

Notre capacité d'établir des tarifs de transport et de stockage pour nos gazoducs inter-États aux États-Unis est soumise à la réglementation de la FERC. Ainsi, les décisions et les politiques de cette dernière pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de nos pipelines et actifs de stockage à recouvrer la totalité de leurs coûts d'exploitation respectifs, y compris un taux de rendement raisonnable. Les mesures réglementaires ou administratives de la FERC telles que les procédures relatives aux tarifs, les demandes de certification de la construction de nouvelles installations et ses politiques d'amortissement pourraient avoir une incidence sur nos activités, y compris occasionner une baisse de nos tarifs et produits et une hausse de nos charges d'exploitation.

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.

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 des pipelines. Les inspections en conduite approfondies, que nous réalisons depuis longtemps, nous ont permis d'acquérir une connaissance détaillée des actifs de nos réseaux pipeliniers. Nos pipelines sont évalués et entretenus de manière proactive, de sorte que la probabilité d'un rejet est suffisamment faible et que nos objectifs 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.

Nos pipelines 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 politiques ou 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 ou accords que pour ceux en cours, dont dépendent nos activités actuelles et futures. Notre réseau principal et certains autres oléoducs ainsi que les installations de transport de gaz 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.

Distribution et stockage de gaz

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 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 2021 compte tenu des décisions et ordonnances de la CEO approuvant la phase 2 de la demande d'Enbridge Gas visant les tarifs pour 2021 et la phase 1 de la demande d'Enbridge Gas visant les tarifs pour 2022. La décision et l'ordonnance pour la phase 2 approuvaient le recouvrement sollicité des investissements de capitaux supplémentaires distincts de 124 M\$ pour 2021 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 2022 conformément au mécanisme de plafonnement des tarifs.

Enbridge Gas continue de rechercher des occasions d'appuyer un avenir à faible empreinte carbone en Ontario. En 2021, la CEO a approuvé notre demande pour la mise en œuvre du cadre de planification intégrée des ressources (« PIR »). Le cadre exige qu'Enbridge Gas tienne compte des solutions de rechange à l'infrastructure de gazoducs (sans canalisations) du côté de la demande et de l'offre (solutions de rechange du PIR) pour répondre aux besoins du réseau de gaz naturel réglementé, lorsque certains paramètres ont été respectés. Le cadre permettra également à Enbridge Gas d'adopter une solution de rechange à la PIR (ou une combinaison de solutions de PIR et d'installations) lorsqu'elle est jugée dans le meilleur intérêt d'Enbridge Gas et de ses clients, en tenant compte de la fiabilité et de la sécurité, de la rentabilité, de la politique publique, de l'optimisation de la portée et de la gestion des risques.

Production d'énergie renouvelable

Le secteur Production d'énergie renouvelable est assujéti à nombre de règles et règlements opérationnels édictés par les 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.

Le North American Reliability Council (« NERC ») est un organisme de réglementation international responsable d'établir et d'appliquer des normes de fiabilité visant à réduire les risques quant à la fiabilité et à la sécurité du réseau électrique au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Il fait l'objet d'une surveillance de la FERC et des gouvernements provinciaux au Canada. La FERC a autorité sur de nombreux marchés aux États-Unis et a pour mission d'assurer un transport interétatique sûr, fiable et sécurisé de l'électricité, du gaz naturel et du pétrole. Il s'agit notamment d'établir des normes de fiabilité et de déterminer certains aspects tarifaires du développement et de l'accès au réseau de transport. Les normes et les décisions en matière de tarification de la NERC et de la FERC sont également mises à jour de temps à autre et pourraient avoir une incidence sur nos activités, nos dépenses en immobilisations, nos bénéfices et nos flux de trésorerie, même si certaines de ces répercussions peuvent être positives pour notre entreprise.

Au niveau fédéral aux États-Unis, nos actifs de production d'énergie renouvelable sont régis par une législation surveillée par l'U.S. Fish and Wildlife Service visant à réduire l'impact du développement et de l'activité humaine sur la faune et la flore, ainsi que par d'autres lois fédérales sur les permis environnementaux. Ces lois environnementales fédérales peuvent être modifiées de temps à autre, ce qui pourrait obliger Enbridge à obtenir de nouveaux permis, à mettre à jour ses pratiques ou à modifier ses activités et ses frais d'exploitation.

Au Canada, le gouvernement fédéral ne réglemente généralement pas le secteur de l'électricité, même s'il a imposé une tarification fédérale du carbone à d'autres secteurs par l'entremise de son système de tarification fondé sur le rendement (« STFR ») et pourrait chercher à imposer des normes d'émissions au secteur de l'électricité à l'avenir.

Nos actifs de production d'énergie renouvelable en France et en Allemagne sont régis par les politiques fédérales en place et sont soumis aux directives et règlements établis et appliqués par l'Union européenne (« UE »). Il s'agit notamment de la directive sur les énergies renouvelables (la RED II adoptée récemment fixe des objectifs jusqu'en 2030), du pacte vert pour l'Europe et des travaux en cours sur les mécanismes de financement et les directives et programmes de transmission. L'UE est également chargée d'établir des règles de protection de l'environnement et des normes de délivrance de permis. Tous ces éléments sont susceptibles d'être modifiés de temps à autre, ce qui pourrait avoir une incidence sur nos activités et les dépenses connexes; toutefois, l'orientation générale de l'UE est de faciliter l'intégration accrue de l'énergie renouvelable à son réseau.

Le gouvernement du Royaume-Uni est chargé d'établir des politiques en matière d'énergies renouvelables et de tarification du carbone pour l'ensemble du Royaume-Uni, ainsi que des mécanismes et une structure de planification et d'approvisionnement à long terme pour le secteur de l'électricité qui sont administrés au niveau national, p. ex. en Angleterre et en Écosse, au sein du Royaume-Uni. Chaque pays du Royaume-Uni est également responsable de l'établissement de ses propres règlements environnementaux et de la délivrance de permis. Ce processus se poursuit après le Brexit, et dans certains cas, il continue d'entraîner une plus grande volatilité des prix de l'électricité marchande; toutefois, des interconnexions étendues vers l'Europe et des politiques visant à augmenter la capacité renouvelable nationale sont en cours.

Services énergétiques

Le secteur Services énergétiques est assujéti à la réglementation d'autorités gouvernementales dans les domaines du commerce des marchandises, de la conformité des importations et des exportations et du transport des marchandises. Le non-respect des règles et règlements en vigueur pourrait entraîner des amendes, des pénalités et des restrictions opérationnelles. Ces conséquences pourraient avoir une incidence défavorable sur notre exploitation, notre bénéfice, nos flux de trésorerie, notre situation financière et notre avantage concurrentiel. Le secteur Services énergétiques a recruté du personnel professionnel spécialisé et dispose d'un excellent programme de conformité réglementaire en vue d'atténuer de tels risques potentiels associés à l'entreprise.

Aux États-Unis, la commercialisation des marchandises est réglementée par la Commodity Futures Trading Commission, la SEC, la Federal Trade Commission, les diverses bourses de marchandises, le département de la Justice des États-Unis et les organismes de réglementation des États. La commercialisation de l'électricité et du gaz naturel entre les États est également réglementée par la FERC. Les organismes provinciaux et territoriaux de réglementation des valeurs mobilières réglementent de la même façon la commercialisation des marchandises au Canada et sont membres des Autorités canadiennes en valeurs mobilières. De plus, les organisations régionales de transport d'énergie et les exploitants de réseaux indépendants des États-Unis et du Canada réglementent la commercialisation des marchandises. Ces divers organismes de réglementation appliquent, entre autres, l'interdiction de la manipulation des marchés, de la fraude et des opérations perturbatrices. Afin d'atténuer les risques liés à la négociation des marchandises, le secteur Services énergétiques a mis en œuvre un solide programme de conformité réglementaire qui comprend une formation ciblée.

L'exportation de gaz naturel de l'Alberta est réglementée par l'Alberta Energy Regulator. L'importation et l'exportation de marchandises entre le Canada et les États-Unis sont assujéties à la réglementation de la Régie et du département de l'Énergie des États-Unis, ainsi que des autorités douanières. En particulier, des permis d'importation et d'exportation sont requis et sont assortis d'exigences de déclaration régulières connexes. Les infractions à ces règles d'importation et d'exportation pourraient entraîner une incapacité à mener des activités quotidiennes, ce qui aurait une incidence négative sur les résultats de l'entreprise.

Le transport de pétrole brut et de liquides de gaz naturel par wagon ou par camion est réglementé par le département des Transports des États-Unis, Transports Canada et la réglementation provinciale. Chaque compétence exige le respect des lois et des règlements en matière de sûreté, de sécurité, de gestion des urgences et d'environnement liés au transport terrestre de marchandises. Les rejets imprévus sont au nombre des risques associés au transport de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel. Advenant un rejet, il faut assainir la zone touchée. Le secteur Services énergétiques fait appel à des tiers, comme Assistance d'intervention d'urgence du Canada, le Chemical Transportation Emergency Center et le Centre canadien d'urgence transport, pour de tels travaux d'assainissement.

RÉGLEMENTATION ENVIRONNEMENTALE

Réglementation des pipelines

Nos actifs des secteurs Oléoducs et Transport de gaz et services intermédiaires sont 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, les rejets d'eaux et les déchets. 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 probables. 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 en matière d'action climatique qui s'harmonise 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. La *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité*, qui a obtenu la sanction royale en avril 2021, exige que soient établies des cibles nationales de réduction des émissions de GES au Canada afin d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050. En avril 2021, la tarification fédérale du carbone a été portée à 40 \$ la tonne. Elle augmentera pour passer à 65 \$ la tonne en 2023 et 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.

Distribution et stockage de gaz

Les activités, les installations et les employés du secteur Distribution et stockage de gaz 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 déversements et les émissions atmosphériques, dans les eaux ou dans le sol, la gestion des déchets dangereux, l'évaluation et la gestion des sites contaminés, la protection des zones écosensibles et des espèces en péril et de leur habitat 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 rejets 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, des dommages matériels ou des infractions réglementaires, 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 les rapports sommaires annuels aux fins des autorisations environnementales 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 permissions 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 devraient augmenter.

Comme aux exercices précédents, nous avons, en 2021, 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 liées aux activités de stockage et de transport 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 nos 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 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 \$ la tonne par année à compter de 2023, 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. Enbridge Gas demande annuellement à la CEO l'autorisation d'intégrer la taxe sur le carbone fédérale à sa facturation.

Le 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'ECCE 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, ECCE a reporté le délai de paiement du 15 décembre 2020 au 15 avril 2021 au titre de l'obligation de conformité de 2019. Enbridge Gas a effectué le paiement au titre de l'obligation de conformité de 2019 et de 2020 respectivement en mars 2021 et en novembre 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. En mars 2021, le gouvernement fédéral a annoncé le retrait du STFR fédéral en Ontario à la fin de 2021. L'Ontario fera la transition aux NRE le 1^{er} janvier 2022. En septembre 2021, la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* a été modifiée pour en retirer le nom de l'Ontario en tant que province assujettie en date du 1^{er} janvier 2022. À compter du 1^{er} janvier 2022, Enbridge Gas aura une obligation de conformité aux termes 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 2021, nous comptons près de 10 900 employés permanents, dont environ 1 500 employés syndiqués à l'échelle de l'Amérique du Nord. Ce total est de près de 13 000 si les employés temporaires et les entrepreneurs sont inclus. 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, y compris durant la pandémie de COVID-19, 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.

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 non représentés, des personnes handicapées et des anciens combattants. En 2021, nous avons établi des objectifs de représentation de la diversité, que nous avons partagés avec les employés et les parties prenantes externes. 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.

Objectifs de représentation de la diversité



En 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 créé un lien plus étroit entre notre succès et les mesures ESG – y compris la sécurité, les efforts de réduction des émissions ainsi que la diversité et l'inclusion – liées au personnel qui le favorise. C'est pourquoi les objectifs de rendement dans ces secteurs font partie intégrante de nos bilans et influent directement sur la rémunération depuis le début de 2021.

PRODUCTIVITÉ ET PERFECTIONNEMENT

Nous investissons de façon continue dans l'épanouissement 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 des possibilités de perfectionnement et de recyclage diversifiées, y compris un vaste catalogue de cours d'autoapprentissage (plus de 10 000 cours externes ainsi que les cours exclusifs de l'université Enbridge), des occasions de formation pratique, des affectations par rotation, des programmes spécialisés de développement du leadership, des cours formation subventionnés et des relations de mentorat dans le cadre de notre programme structuré de jumelage mentor-protégé.

HAUTS DIRIGEANTS

Le tableau ci-dessous présente des renseignements sur nos hauts dirigeants au 11 février 2022.

<u>Nom</u>	<u>Âge</u>	<u>Titre</u>
Al Monaco	62	Président et chef de la direction
Vern D. Yu	55	Vice-président directeur et chef des finances
Colin K. Gruending	52	Vice-président directeur et président, Oléoducs
Cynthia L. Hansen	57	Vice-présidente directrice et présidente, Distribution et stockage de gaz
Byron C. Neiles	56	Vice-président directeur, Services de l'entreprise
Robert R. Rooney	65	Vice-président directeur et chef du contentieux
William T. Yardley	57	Vice-président directeur et président, Transport de gaz et services intermédiaires
Matthew Akman	54	Vice-président principal, Stratégie, électricité et nouvelles technologies énergétiques
Allen C. Capps	51	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.

Vern D. Yu a été nommé vice-président directeur et chef des finances le 1^{er} octobre 2021. À ce titre, il est chargé de tous les dossiers financiers d'Enbridge, y compris les relations avec les investisseurs, l'information financière, la planification financière, la trésorerie, la fiscalité, l'assurance, les fonctions de gestion du risque et de l'audit ainsi que l'implantation de notre système de transformation de la PRE. Avant cette date, M. Yu était vice-président directeur et président, Oléoducs et auparavant, il occupait la fonction de président et chef de l'exploitation, Oléoducs. Il avait antérieurement occupé le poste de vice-président directeur et chef du développement. À compter du 1^{er} mars 2022, M. Yu occupera le poste de vice-président directeur, Expansion de l'entreprise et de chef des finances.

Colin K. Gruending a été nommé vice-président directeur et président, Oléoducs le 1^{er} octobre 2021. M. Gruending est responsable du leadership et de l'exploitation du secteur Oléoducs d'Enbridge dans son ensemble. Auparavant, il a fait fonction de vice-président directeur et chef des finances et de vice-président principal, Expansion de l'entreprise et examen des placements.

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. À compter du 1^{er} mars 2022, M^{me} Hansen occupera le poste de vice-présidente directrice et présidente, Transport de gaz et services intermédiaires, et Michele E. Harradence occupera le poste de vice-présidente principale et présidente, Distribution et stockage de gaz. Avant cette date, M^{me} Harradence occupait le poste de vice-présidente principale et chef de l'exploitation, Transport de gaz et services intermédiaires.

Byron C. Neiles est vice-président directeur, Services de l'entreprise depuis le 2 mai 2016. M. Neiles supervise les fonctions technologie de l'information, ressources humaines, immobilier, gestion de la chaîne d'approvisionnement, sécurité, environnement, terrains et emprises, affaires publiques, communications et durabilité.

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. 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. M. Yardley prendra sa retraite le 31 mai 2022.

Matthew Akman a été nommé vice-président principal, Stratégie et électricité le 1^{er} juin 2019 et il occupe actuellement le poste de vice-président principal, Stratégie, électricité et nouvelles technologies énergétiques. 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 ainsi que de notre équipe de nouvelles technologies énergétiques formée en 2021. 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.

Allen C. Capps a été nommé vice-président principal, Expansion de l'entreprise et services énergétiques en septembre 2020. Il est responsable de l'attribution des capitaux, de l'examen des placements, de l'expansion de l'entreprise, y compris la fonction fusions et acquisitions, et du secteur Services énergétiques. Avant d'assumer ses fonctions actuelles, M. Capps était vice-président principal, Expansion de l'entreprise et examen des placements. Il a aussi occupé les postes de vice-président principal et de chef de la comptabilité et, précédemment, vice-président et contrôleur de Spectra Energy. À compter du 1^{er} mars 2022, M. Capps occupera le poste de vice-président principal et chef des activités commerciales, Transport de gaz et services intermédiaires.

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 l'*Exchange Act* 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 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 2021, 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 2021, 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 2021, 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.

RISQUES LIÉS AU CHANGEMENT CLIMATIQUE

Les risques liés au changement climatique pourraient nuire à notre entreprise, à nos activités et à nos résultats financiers, et ces incidences pourraient être importantes.

Le changement climatique présente des risques physiques et des risques de transition pour notre entreprise. Ces risques sont résumés ci-après. Étant donné l'interdépendance des différents impacts sur le climat, nous analysons ces risques en tenant compte d'autres risques ayant une incidence sur Enbridge dans la rubrique 1A, *Facteurs de risque*. En effet, nous croyons que l'interdépendance des effets du changement climatique nécessite un examen approfondi dans le contexte des autres risques qui touchent Enbridge. Le changement climatique et ses répercussions peuvent accroître notre exposition aux autres risques cernés à la rubrique 1A, *Facteurs de risques* et leur ampleur. Nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie, notre réputation, notre accès au capital ou à l'assurance, nos plans d'affaires ou nos stratégies peuvent tous être touchés négativement par le changement climatique et ses répercussions.

RISQUES PHYSIQUES

Les risques physiques sont liés aux répercussions physiques du changement climatique. Ces risques pourraient endommager nos actifs ou affecter la sécurité et la fiabilité de nos opérations.

Le changement climatique pourrait entraîner une variabilité extrême des régimes météorologiques, comme une augmentation de la fréquence et de la gravité des phénomènes météorologiques extrêmes, des chutes de neige abondantes, des pluies abondantes, des inondations, des glissements de terrain, des incendies, des ouragans, des tempêtes tropicales, des tempêtes de verglas, une hausse de la température moyenne et du niveau de la mer ainsi que des changements à long terme dans les régimes de précipitations. Nos actifs et nos activités sont exposés à des interruptions ou à des dommages potentiels à la suite de ce genre d'événements, et nous pouvons également connaître un accès réduit à nos actifs ou un risque accru de perte de vie, de blessures ou de dommages à la propriété et à l'environnement. Nous avons connu des arrêts de fonctionnement et des dommages à nos actifs en raison de tels événements météorologiques par le passé, et nous nous attendons à subir des risques physiques liés au climat à l'avenir, peut-être avec une fréquence ou une gravité croissantes. Le changement climatique et les phénomènes météorologiques extrêmes intensifient le risque d'exploitation. L'un ou l'autre de ces risques physiques pourrait entraîner des pertes importantes pour lesquelles notre assurance pourrait ne pas être suffisante ou disponible et pour lesquelles nous pourrions assumer une partie ou la totalité des coûts.

RISQUES LIÉS À LA TRANSITION

Les risques liés à la transition se rapportent à la transition vers une économie à faibles émissions, ce qui peut faire augmenter nos frais d'exploitation, avoir une incidence sur nos plans d'affaires et influencer sur les décisions des parties prenantes au sujet de notre entreprise, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur notre plan stratégique, nos activités, notre exploitation ou nos résultats financiers. Ces risques liés à la transition comprennent ce qui suit :

Risques juridiques et en matière de politiques

Les gouvernements étrangers et nationaux continuent d'évaluer et de mettre en œuvre des politiques, des lois et des règlements axés sur la réduction des émissions de GES, la promotion de l'adaptation au changement climatique, la transition vers une économie à faibles émissions de carbone et la divulgation des questions liées au climat. Ces politiques, lois et règlements varient aux échelons fédéral, étatique, provincial et municipal au sein desquels Enbridge exerce ses activités et peuvent être très variables et susceptibles d'être modifiés. On s'attend à ce que d'autres investissements soient nécessaires pour répondre aux nouvelles exigences réglementaires. De plus, ces dernières années, on a constaté une augmentation des litiges liés au climat et à la divulgation d'information contre les gouvernements et les entreprises du secteur énergétique. Rien ne garantit que notre entreprise ne sera pas touchée par de tels litiges.

Risques liés à la technologie

Notre succès dans l'exécution de notre plan stratégique, y compris notre rôle dans la transition vers une économie à faibles émissions de carbone, et l'atteinte de nos objectifs et cibles de réduction des émissions de GES, dépend, en partie, de la technologie (y compris la technologie en cours de développement), de l'innovation et la diversification continue avec l'énergie renouvelable et d'autres infrastructures énergétiques à faibles émissions de carbone, ainsi que de la modernisation de notre infrastructure pour réduire les émissions de GES. L'atteinte de nos objectifs et de nos cibles de réduction des émissions de GES pourrait nécessiter d'importantes dépenses en immobilisations et ressources, et les coûts requis pour atteindre nos objectifs et cibles pourraient différer considérablement de nos estimations et de nos attentes initiales. De même, il y a un risque que la technologie de réduction des émissions – comme le stockage sur batteries, le CSC ou le captage direct de l'air – ne se concrétise pas comme prévu, ce qui rendrait plus difficile la réduction des émissions.

Risques de marché

Les préoccupations liées au changement climatique, l'augmentation de la demande d'énergie à faibles émissions de carbone et à émissions nulles, les sources d'énergie et les technologies d'énergie de remplacement et nouvelles, l'évolution du comportement des clients et la réduction de la consommation d'énergie pourraient avoir une incidence sur la demande pour nos services ou nos titres. Le rythme et l'ampleur de la transition vers une économie à faibles émissions de carbone peuvent poser un risque de transition lié au climat si Enbridge se diversifie trop rapidement ou trop lentement. De même, l'incertitude des signaux du marché, comme les changements soudains et inattendus dans les coûts et la demande d'énergie, notamment en raison de préoccupations climatiques, peut avoir une incidence sur les produits d'exploitation en raison de la réduction du débit de nos réseaux de transport par pipeline.

Risques de réputation

Nous nous sommes engagés depuis longtemps à l'égard de solides pratiques et rendements en matière de critères ESG. En novembre 2020, nous avons mis en place un ensemble d'objectifs ESG pour renforcer la transparence et la responsabilisation. Nous avons établi des objectifs de réduction des émissions de GES et une priorité stratégique pour nous adapter à la transition énergétique au fil du temps. Si nous ne sommes pas en mesure d'atteindre nos objectifs de réduction des émissions de GES, si nous ne sommes pas en mesure de respecter les exigences futures en matière de climat, d'émissions ou d'autres exigences en matière de déclaration des organismes de réglementation, ou si nous ne sommes pas en mesure de répondre aux attentes et aux enjeux actuels et futurs importants pour les investisseurs ou d'autres parties prenantes ou de les gérer, y compris celles liées aux changements climatiques, cela pourrait nuire à notre réputation et à notre entreprise, nos activités ou nos résultats financiers.

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, nos résultats financiers et l'environnement.

L'exploitation de réseaux pipeliniers et d'installations de collecte, de traitement, de stockage et de transformation complexes comporte plusieurs risques, dangers et incertitudes.

Ces risques d'exploitation comprennent les conditions météorologiques défavorables, les catastrophes naturelles, 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. Le changement climatique comporte des risques liés aux incidences physiques en découlant qui peuvent toucher la sécurité et la fiabilité de nos activités. Les changements climatiques pourraient entraîner une variabilité extrême des régimes météorologiques, comme une augmentation de la fréquence et de la gravité des phénomènes météorologiques extrêmes, des températures extrêmement chaudes et froides, des chutes de neige abondantes, des pluies abondantes, des inondations, des glissements de terrain, des incendies, des ouragans, des tempêtes tropicales, des tempêtes de verglas, une hausse de la température moyenne, une montée du niveau de la mer et d'autres changements à long terme dans les régimes de précipitations.

Nos actifs et nos activités sont exposés à des interruptions ou à des dommages possibles en présence de tels événements, et nous pourrions aussi avoir un accès réduit à nos actifs ou être exposés à des risques accrus de pertes de vie et de blessures ou encore à des dommages à nos biens et nos actifs, à la pollution de l'environnement ou à la perturbation de nos activités. De tels événements pourraient également causer des bris sur nos réseaux et installations ou la libération de substances dans l'atmosphère et 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. Le changement climatique et les événements météorologiques extrêmes amplifient également le risque d'exploitation.

Un incident écologique peut causer des dommages 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 incident 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 événements pourraient être plus grands.

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; en janvier 2019, en août 2019 et en mai 2020 sur le pipeline Texas Eastern et les incidences de la tempête de neige au Texas en février 2021 ainsi que des incendies de forêt en juillet 2021 et des inondations en novembre 2021 en Colombie-Britannique. Nous avons engagé et prévoyons devoir engager des coûts appréciables pour nous préparer aux risques et événements d'exploitation ou y réagir. Nous nous attendons à continuer à faire face à des risques physiques liés au climat, potentiellement à une fréquence et une gravité croissantes, et nous ne pouvons garantir que nous ne subirons pas d'événements catastrophiques ou autres dans l'avenir. Nous pourrions en outre faire l'objet de litiges et d'amendes et de pénalités considérables imposées par les organismes de réglementation par suite de tout événement de ce genre.

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, de la disponibilité de l'approvisionnement ou de la distribution de gaz 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, notre réputation ou la sécurité de nos clients. 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. Nous avons connu, et pourrions encore connaître, des interruptions de service, y compris en lien avec les types d'incidents opérationnels mentionnés dans le facteur de risque précédent.

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 et 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 personnels de nos employés et de nos clients des services de distribution de gaz résidentiels 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 ainsi qu'en raison de facteurs politiques internationaux et nationaux. 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. Une nouvelle réglementation en matière de cybersécurité a récemment été adoptée, ce qui donnera lieu à une surveillance réglementaire et à des exigences de conformité accrues.

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, 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 devraient être la cible d'autres cyberattaques ou d'atteintes à la sécurité pouvant compromettre notre nos systèmes, réduire notre capacité de consigner, de traiter et de communiquer les opérations, entraîner la perte de données ou causer la perturbation de nos activités. 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, devoir payer des coûts supplémentaires pour la remise en état ou en raison de litiges ou d'autres coûts, 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.

Pour réagir à la propagation rapide de la COVID-19 à l'échelle mondiale, les gouvernements continuent de prendre 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. 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. La COVID-19 et les mesures adoptées par les gouvernements ont interrompu les activités commerciales et les chaînes d'approvisionnement, perturbé les déplacements et contribué fortement à la volatilité des marchés financiers et commerciaux.

Étant donné la nature persistante et dynamique des circonstances entourant la pandémie de COVID-19, les incidences à venir dépendent de l'évolution de la situation et de facteurs hors de notre contrôle, incertains, en évolution 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 et l'efficacité des vaccins) 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. Une telle évolution implique des perturbations, qui ont eu ou pourraient avoir des conséquences négatives sur nos clients, nos fournisseurs, les organismes de réglementation ainsi que sur notre entreprise, nos activités et nos résultats financiers.

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. De plus, des perturbations liées à la pandémie de COVID-19 ont amplifié, ou pourraient continuer d'amplifier, nombre d'autres risques décrits à la présente rubrique 1A, *Facteurs de risque*.

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 (qui peuvent prendre la forme de cyberattaques), 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 pourrions être exposés au risque lié au débit sur notre réseau principal au Canada, selon le régime de tarification que nous adopterons pour ce réseau et nous sommes soumis au risque lié au débit 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 restrictions imposées par les organismes de réglementation, les incidents liés à l'entretien et à l'exploitation de notre réseau et de nos installations en aval ou en amont 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 et technologies nouvelles et de remplacement 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 en raison des changements dans la production et la consommation régionales. Ces changements font fluctuer les prix des marchandises et les écarts de prix, ce qui entraîne une offre excédentaire de capacité de transport par gazoduc dans certaines zones et une incidence défavorable sur l'utilisation de nos réseaux. D'autres facteurs influent sur l'utilisation des réseaux, notamment les incidents d'exploitation, les restrictions réglementaires, l'entretien des réseaux et la concurrence accrue.

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 ainsi qu'en fonction de notre capacité de recouvrer le montant total de nos besoins en produits (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. 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.

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 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. Pour notre entreprise de production d'énergie renouvelable, les conventions d'achat d'électricité à long terme et les autres sources de combustibles sont concurrentielles sur les marchés où nous exerçons nos activités. 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 mettre en service les projets dans le cadre de notre programme d'investissements de croissance garantis est soumise à divers risques, notamment les suivants :

- la capacité d'obtenir ou de modifier 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;
- l'opposition de tierces parties, les manifestations physiques, l'interférence ou les dommages à nos biens ou à nos infrastructures, les litiges ou la complexité accrue de l'exécution et de l'engagement des parties prenantes;
- les changements nouveaux ou supplémentaires apportés aux lois et aux règlements par le gouvernement fédéral, les États, les provinces et les autorités locales une fois les projets approuvés;
- les pressions inflationnistes sur la main-d'œuvre, les matériaux et l'équipement, qui ont réduit la prévisibilité des prix;
- l'engorgement des chaînes d'approvisionnement et de la logistique mondiales, qui a allongé les délais de livraison des matériaux et de l'équipement;
- la capacité d'acquiescer ou de renouveler les emprises et les droits fonciers en temps voulu et à des conditions acceptables;
- les phénomènes météorologiques extrêmes (ouragans, feux de forêt, inondations, p. ex.);
- l'inexécution de leurs obligations par des sous-traitants ou des fournisseurs, les conditions météorologiques ou géologiques ou d'autres facteurs indépendants de notre volonté.

L'un ou l'autre de ces risques pourrait empêcher la poursuite d'un projet, en retarder l'achèvement ou en accroître les coûts.

De nouveaux projets pourraient ne pas produire le rendement attendu, ce qui pourrait avoir une incidence sur nos résultats financiers et notre réputation et compromettre notre capacité à obtenir des projets futurs. Les projets récents qui ont subi diverses incidences comprennent le programme L3R aux États-Unis mis en service au troisième trimestre de 2021, le projet de la canalisation 5 (tunnel et modification du tracé), le projet de modernisation de Texas Eastern, la ligne de raccordement Est-Ouest et les projets éoliens extracôtiers. 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 ternir notre réputation et 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 ainsi que les relations avec les parties prenantes et les Autochtones demeurent les principaux champs d'intérêt, alors que d'autres facteurs environnementaux comme la biodiversité deviennent plus prépondérants; 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 groupes et 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, les investisseurs institutionnels, les fonds de placement, les institutions financières, les assureurs et d'autres intervenants pour qui les pratiques ESG revêtent de plus en plus d'importance.

La sensibilisation accrue du public au changement climatique a entraîné une augmentation de la demande d'énergie à faibles émissions de carbone et à émissions nulles. Enbridge diversifie depuis longtemps son portefeuille d'entreprises afin de répondre aux besoins énergétiques de la population. Toutefois, le rythme et l'ampleur de la transition vers une économie à faibles émissions peuvent poser un risque de transition lié au climat si Enbridge se diversifie trop rapidement ou trop lentement. De même, des changements inattendus dans la demande en énergie, notamment en raison de préoccupations climatiques, peuvent avoir une incidence sur les produits d'exploitation en raison de la réduction des volumes de débit de notre réseau pipeline.

Nous sommes engagés depuis longtemps à adopter de solides pratiques ESG, à afficher un rendement élevé et à présenter des rapports solides à ce titre; vers la fin de 2020, nous avons adopté un ensemble d'objectifs ESG visant à rehausser la transparence et la responsabilité. Ces objectifs comprennent l'accroissement de la diversité et de l'inclusion au sein de notre entreprise et la réduction des émissions de nos installations pour arriver à la carboneutralité d'ici 2050, avec des plans d'action de la société et des unités fonctionnelles alignés sur notre priorité stratégique d'adaptation à la transition énergétique au fil du temps. Compte tenu des risques élevés à long terme associés aux changements climatiques, les investisseurs ont également déployé des efforts ces dernières années, notamment en intensifiant la mobilisation des entreprises à l'égard des changements climatiques et en réduisant l'intensité en carbone de leurs portefeuilles. Si nous ne sommes pas en mesure d'atteindre nos objectifs de réduction des émissions de GES, de répondre aux exigences futures des organismes de réglementation en matière de climat, d'émissions ou d'autres exigences de déclaration, ou d'être à la hauteur des attentes actuelles et futures des investisseurs ou des autres parties prenantes, de répondre aux questions qui leur importent, ou de les gérer, y compris celles liées au changement climatique, cela pourrait nuire à la confiance à notre égard, à notre réputation, à nos activités commerciales, à notre exploitation ou à 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 et des garanties d'assurance;
- 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 pipelinaires, 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, notamment en ce qui a trait 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. De même, l'incertitude des signaux du marché, comme les changements soudains et inattendus des coûts et de la demande d'énergie, comme nous l'avons vu en 2020 en raison de la pandémie de COVID-19, ont eu une incidence et pourraient avoir une incidence dans l'avenir sur les produits d'exploitation en raison de la réduction des volumes de débit de notre réseau pipelinier.

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. 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. 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 variations 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 et non à des fins de spéculation.

Ces politiques ne peuvent toutefois pas éliminer tous les risques d'inclure des opérations non autorisées. Même si notre fonction de gestion des risques surveille cette activité de manière indépendante, rien ne garantit que nous détecterons et empêcherons toutes les opérations non autorisées et les autres violations, 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 et diversifié. 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 et diversifiée, 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, et dans certains cas au marché du travail en général, 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 au-delà de 2022, sont soumis 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.

Notre entreprise subit des changements importants en raison des progrès technologiques et de la transition énergétique, qui pourraient avoir une incidence sur notre plan stratégique, notre entreprise, nos activités ou nos résultats financiers.

Notre réussite dans l'exécution de notre plan stratégique, y compris notre rôle dans la transition vers une économie à faibles émissions de carbone, et l'atteinte de nos objectifs et cibles de réduction des émissions de GES dépendent, en partie, de la technologie (y compris la technologie en cours de développement), de l'innovation et de la diversification continue grâce à l'énergie renouvelable et à d'autres infrastructures énergétiques à faibles émissions de carbone, ainsi que de la modernisation de nos infrastructures afin de réduire les émissions de GES, ce qui pourrait nécessiter des dépenses en immobilisations et ressources importantes. Les politiques publiques relatives au changement climatique peuvent stimuler l'investissement dans des technologies à faibles émissions, ce qui pourrait avoir une incidence sur l'offre et la demande de pétrole brut et d'autres hydrocarbures liquides transportés par nos pipelines.

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

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. Le 31 décembre 2021, le gouvernement de l'Alberta a mis fin aux mesures de réduction obligatoire de la production imposées en décembre 2018.

Les gisements de pétrole classique étanches de l'Ouest canadien, du bassin permien 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 pourrait se répercuter négativement sur les résultats de nos secteurs Services énergétiques et Transport de gaz et services intermédiaires.

Quant à nos actifs du secteur intermédiaire aux États-Unis, par le truchement de nos placements dans DCP Midstream et Aux Sable, nous nous consacrons à la collecte et au traitement de gaz naturel et de liquides de gaz naturel. Les variations des prix des marchandises influent directement sur les résultats financiers de ces entreprises.

Le secteur Services énergétiques génère des marges en profitant d'écart 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 au moment voulu 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, ajoute des étapes au processus réglementaire et prolonge les délais généralement 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 pipelinières continuent d'être confrontées à l'opposition des activistes anti-pipelines, des collectivités et des groupes autochtones et tribaux, 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*. Non seulement ces règlements et de nombreux autres règlements adoptés par l'administration présidentielle précédente sont 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 et à la divulgation liée au climat, ainsi qu'aux initiatives internes visant à réduire les 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.

Les gouvernements étrangers et nationaux continuent d'évaluer et de mettre en œuvre des politiques, des lois et des règlements axés sur la réduction des émissions de GES, la promotion de l'adaptation au changement climatique et la transition vers une économie à faibles émissions de carbone, ainsi que sur la divulgation des questions liées au climat. Ces politiques, lois et règlements varient aux échelons fédéral, étatique et provincial dans lesquels Enbridge exerce ses activités et peuvent être très variables et sujets à des changements. Les accords multilatéraux internationaux, les obligations qui en découlent, l'augmentation des répercussions physiques du changement climatique, l'évolution de l'opinion publique et politique et les contestations juridiques concernant le caractère adéquat des politiques liées au climat intentées contre les gouvernements et les entreprises, entre autres facteurs, devraient accélérer la mise en œuvre de ces mesures.

Enbridge est tenue de respecter un certain nombre de mécanismes implicites et explicites de tarification du carbone. Ces mécanismes peuvent présenter un risque de transition lié au climat pour notre stratégie commerciale, ce qui a une incidence à la fois sur la demande de marchandises et sur le bouquet énergétique global que nous offrons.

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 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. Il y a également un risque que certains ou la totalité des avantages et des possibilités attendus de l'atteinte des divers objectifs de réduction des émissions de GES et de transition énergétique ne se matérialisent pas, qu'il en coûte plus pour les atteindre ou qu'ils ne se produisent pas dans les délais prévus. De même, il y a un risque que la technologie de réduction des émissions – comme le stockage par batterie ou le captage direct dans l'air – ne se matérialise pas comme prévu, ce qui rend plus difficile la réduction des émissions. 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, y compris des pénalités rattachées à nos placements d'obligations liées à la durabilité.

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. Nos actifs et 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 mesures d'application de la réglementation prises par les organismes de réglementation pour des constatations de non-conformité peuvent faire augmenter les frais d'exploitation et nuire à la réputation. 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, nos gazoducs et nos actifs de distribution de gaz font face au risque lié à la réglementation économique. Au sens large, il s'agit du risque que les gouvernements ou les organismes de réglementation modifient ou rejettent des accords commerciaux proposés ou déjà conclus, y compris les permis et les approbations réglementaires pour les projets ou les accords nouveaux ou existants dont dépendent les opérations actuelles et futures. Notre réseau principal ainsi que les autres oléoducs et gazoducs sont assujettis aux mesures prises par divers organismes de réglementation, y compris la Régie et la FERC, en ce qui concerne les tarifs et les droits de ces pipelines. La modification ou le rejet d'accords commerciaux, y compris les décisions prises par les organismes de réglementation quant aux permis et à la structure tarifaire applicables ou les changements d'interprétation des règlements en vigueur par les tribunaux ou les organismes de réglementation, comme en ce qui a trait à l'établissement de contrats pour le réseau principal, pourraient avoir un effet négatif sur nos produits d'exploitation et notre bénéfice.

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. En particulier, nous nous attendons à ce que des règles sur la déductibilité des intérêts soient déposées au Canada, à ce qu'une nouvelle loi fiscale soit adoptée aux États-Unis et à ce qu'un taux d'imposition minimum soit instauré à l'échelle mondiale pour les pays de l'OCDE. Toutes ces mesures pourraient faire augmenter notre taux d'imposition effectif.

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. Au cours des dernières années, il y a eu une augmentation des poursuites liées au climat et à la divulgation contre les gouvernements et les entreprises du secteur énergétique. Rien ne garantit que nous ne serons pas touchés par de tels litiges. 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 ou notre réputation. Pour un complément d'information sur certaines instances judiciaires et les faits nouveaux à ce titre, 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*, de la partie I 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 du gaz naturel, dont la plupart sont situées 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 détenues par Enbridge ou des entités affiliées pourraient dans certains cas être 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 un complément d'information sur certaines instances judiciaires et les faits nouveaux à ce titre, se reporter à la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Faits nouveaux en matière juridique et autres*.

Les règles de la SEC exigent la communication de toute procédure en vertu de lois environnementales à laquelle une autorité gouvernementale est partie, sauf si l'émetteur inscrit est d'avis, dans une mesure raisonnable, qu'une telle procédure ne donnera lieu à aucune sanction pécuniaire au-delà d'un certain seuil. Compte tenu de l'ampleur de nos activités, nous avons établi ce seuil à 1 M\$ US aux fins de la détermination des procédures à communiquer.

En raison de la présence d'un courant d'eau souterrain non contrôlé à Clearbrook, le département des Ressources naturelles du Minnesota a rendu une ordonnance de sanction administrative le 16 septembre 2021. Le courant d'eau souterrain a été interrompu en janvier 2022 après la mise en œuvre rigoureuse de toutes les étapes du plan de redressement. Nous avons également fourni toute l'information demandée jusqu'à maintenant. Aucune contestation n'a été entamée dans cette affaire; plutôt, l'amende et les sommes nécessaires pour remédier à la situation seront versées selon les directives reçues pour le site Clearbrook. Un compte fiduciaire bloqué d'un montant de 2,75 M\$ US est en train d'être établi aux fins de toute surveillance et mesure corrective futures. Au total, Enbridge affectera 3,3 M\$ US à cette affaire. Les travaux à Clearbrook et à un autre site étant terminés, Enbridge continue de travailler avec le département des Ressources naturelles afin d'établir un plan de redressement pour le dernier site, y compris la remise en état, la surveillance et les mesures correctives touchant les trois sites.

RUBRIQUE 4. INFORMATIONS SUR LA SÉCURITÉ DES MINES

Sans objet.

PARTIE II

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

Actions ordinaires

Les actions ordinaires d'Enbridge sont inscrites à la TSX ainsi qu'à la NYSE sous le symbole « ENB ». Au 4 février 2022, il y avait 80 754 actionnaires inscrits des actions ordinaires d'Enbridge. Un nombre nettement supérieur de porteurs des actions ordinaires d'Enbridge 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 2021.

Ventes récentes de titres de capitaux propres non inscrits

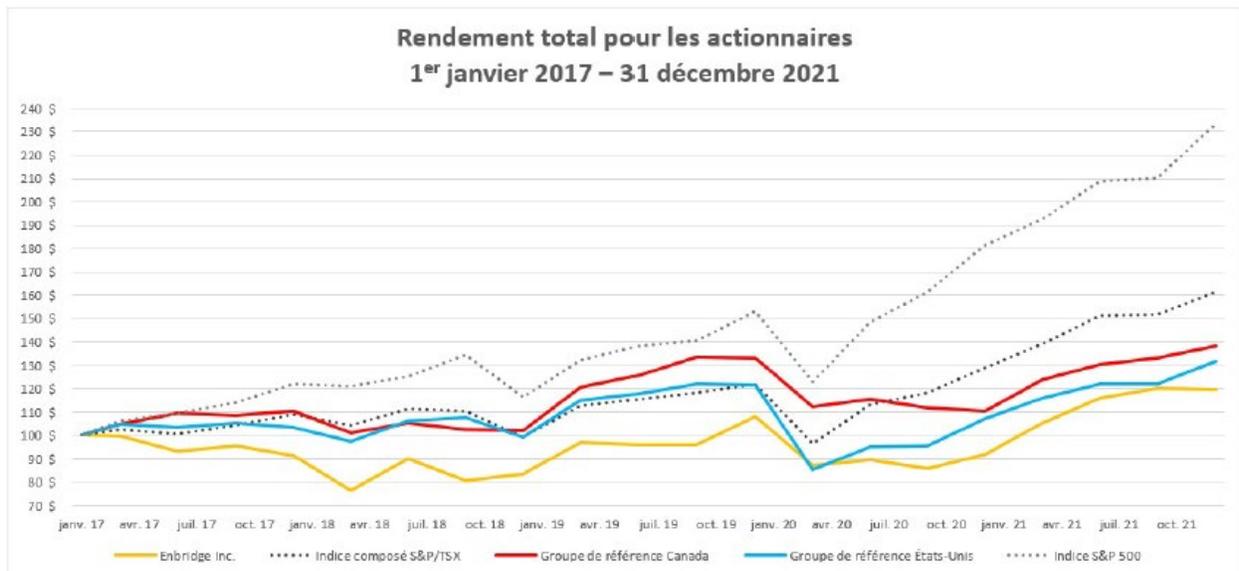
Aucune.

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 2017 au 31 décembre 2021 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, 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				
	2017	2017	2018	2019	2020	2021
Enbridge Inc.	100,00	91,20	83,64	108,32	91,84	119,50
Indice composé S&P/TSX	100,00	109,10	99,40	122,14	128,98	161,34
Indice S&P 500	100,00	121,83	116,49	153,17	181,35	233,41
Groupe de référence aux États-Unis ¹	100,00	103,37	99,41	121,77	107,12	131,86
Groupe de référence au Canada	100,00	110,39	101,93	133,27	110,56	138,14

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

RUBRIQUE 6. [RÉSERVÉ]

RUBRIQUE 7. RAPPORT DE GESTION

INTRODUCTION

Le rapport de gestion qui suit est fondé sur les sections *Information prospective* et *Mesures hors PCGR et autres mesures financières*, sur la partie I, rubrique 1A, *Facteurs de risque* et sur 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 2021 et de 2020 et présente des comparaisons entre les résultats de 2021 et de 2020. Pour une analyse des résultats de 2019 et une comparaison des résultats de 2020 et de 2019, 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 2020.

FAITS NOUVEAUX

ACQUISITION DE MODA MIDSTREAM OPERATING, LLC

Le 12 octobre 2021, nous avons fait l'acquisition de Moda Midstream Operating, LLC (« Moda ») pour une contrepartie en trésorerie de 3,7 G\$ (3,0 G\$ US), plus des paiements éventuels potentiels établis en fonction des résultats des actifs (l'« acquisition »). Moda détient et exploite un réseau verticalement intégré de pipelines d'exportation de pétrole brut et d'actifs de stockage sur la côte américaine du golfe du Mexique, y compris l'EIEC, situé près de Corpus Christi, au Texas. L'EIEC est le terminal d'exportation de pétrole brut le plus important en Amérique du Nord, ses capacités de stockage s'établissant à 15,6 millions de barils et sa capacité d'exportation, à 1,6 million de baril par jour (« Mb/j »); ses volumes s'appuient sur des contrats d'achat ferme à long terme de chargement de navires de 925 milliers de barils par jour (« kb/j ») ainsi que sur des contrats de stockage à long terme de 15,3 millions de barils. L'acquisition s'harmonise avec et fait progresser notre stratégie d'exportation vers la côte américaine du golfe du Mexique et notre connectivité aux réserves durables à coût abordable du bassin permien et du bassin Eagle Ford.

OFFRE PUBLIQUE DE RACHAT DANS LE COURS NORMAL DES ACTIVITÉS

Le 31 décembre 2021, nous avons annoncé que la Bourse de Toronto (la « TSX ») a approuvé notre offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre de rachat ») visant le rachat, aux fins d'annulation, d'un maximum de 31 062 331 actions ordinaires d'Enbridge en circulation, jusqu'à concurrence d'un total de 1,5 G\$, sous réserve de certaines restrictions relatives au nombre d'actions ordinaires pouvant être rachetées le même jour.

Les rachats dans le cadre de l'offre de rachat peuvent être faits par l'entremise de la TSX, de la Bourse de New York (« NYSE ») et d'autres bourses ou systèmes de négociation parallèles admissibles, entre le 5 janvier 2022 et le 4 janvier 2023, date d'échéance de l'offre de rachat, ou toute date antérieure à laquelle Enbridge aura racheté le nombre maximal d'actions ordinaires permis dans le cadre de l'offre de rachat ou à laquelle Enbridge décidera de ne plus faire de rachats dans le cadre de l'offre de rachat. Le nombre maximal d'actions ordinaires pouvant être rachetées par Enbridge aux fins d'annulation représente environ 1,53 % des 2 026 085 179 actions ordinaires émises et en circulation au 22 décembre 2021.

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 au Canada. Le 26 novembre 2021, la Régie a rejeté la demande au motif que, entre autres choses, la passation de marchés proposée entraînerait un changement important de l'accès au réseau principal au Canada et

des résultats potentiellement inéquitables pour certains expéditeurs et non-expéditeurs sans justification convaincante.

Nous examinons actuellement, avec les clients et d'autres parties prenantes, des solutions de rechange qui pourraient comprendre une entente de tarification concurrentielle (« ETC ») modifiée et prolongée, une nouvelle entente de tarification incitative ou une structure tarifaire fondée sur le coût du service. Tout règlement négocié nécessiterait l'approbation de la Régie avant de pouvoir être mis en œuvre.

Conformément aux modalités de l'ETC, qui est arrivée à échéance le 30 juin 2021, les droits en vertu de celle-ci en vigueur le 30 juin 2021 seront maintenus provisoirement, sous réserve de la finalisation et des ajustements applicables à la période intermédiaire, le cas échéant

DÉMARCHES RELATIVES AUX TARIFS – TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

Texas Eastern Transmission

Texas Eastern Transmission, L.P. (« Texas Eastern ») a déposé un dossier tarifaire le 30 juillet 2021. Le 31 août 2021, la Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC ») a rendu une ordonnance rejetant la totalité du dossier tarifaire déposé le 30 juillet et indiquant que le taux d'imposition fédéral américain figurant au dossier n'était pas connu et mesurable (l'« ordonnance d'août 2021 »). De plus, dans l'ordonnance d'août 2021, la FERC demande à Texas Eastern de démontrer que son processus d'établissement des crédits de frais de réservation est conforme à la politique de la FERC.

En réponse à l'ordonnance d'août 2021, le 30 septembre 2021, Texas Eastern a acquiescé à la demande de justification de la FERC et a déposé un nouveau dossier tarifaire dans lequel le taux d'imposition fédéral américain actuel est utilisé. Le 29 octobre 2021, la FERC a rendu une ordonnance acceptant et suspendant les dossiers tarifaires, sous réserve d'un remboursement et de certaines conditions, et établissant des procédures d'audience pour le nouveau dossier tarifaire déposé le 30 septembre 2021.

Texas Eastern a également demandé une nouvelle audience au sujet de l'ordonnance d'août 2021. Le 20 janvier 2022, la FERC a rendu une ordonnance au sujet des arguments présentés en vue d'une nouvelle audience visant à reléguer au second rang l'ordonnance précédente (l'« ordonnance de janvier 2022 »). Dans le cadre de l'ordonnance de janvier 2022, qui a préséance sur l'ordonnance d'août 2021, la FERC accepte et suspend les tarifs proposés par Texas Eastern dans son dossier tarifaire initial, lesquels doivent entrer en vigueur sur demande le 1^{er} février 2022, sous réserve d'un remboursement et de certaines conditions et de l'issue des procédures d'audience. De plus, dans l'ordonnance de janvier 2022, la FERC demande à Texas Eastern de retirer l'ajustement d'impôts proposé et d'inclure le taux d'imposition réel dans le calcul de ses tarifs lorsqu'elle déposera la demande visant la mise en vigueur des tarifs.

Enfin, la FERC a confié au juge administratif en chef la responsabilité de déterminer si les deux dossiers tarifaires doivent être combinés ou non.

East Tennessee

Au deuxième trimestre de 2020, un dossier tarifaire a été déposé pour East Tennessee Natural Gas, LLC (« ETNG »), et une entente de principe a été conclue avec les expéditeurs en avril 2021. Une stipulation et entente a été déposée le 21 mai 2021, a été approuvée par la FERC le 10 septembre 2021 et est entrée en vigueur le 1^{er} novembre 2021.

Pipeline Maritimes & Northeast

Au deuxième trimestre de 2020, un dossier tarifaire a été déposé pour le tronçon américain du pipeline Maritimes & Northeast, et une entente de principe a été conclue avec les expéditeurs en décembre 2020. Une stipulation et entente a été déposée le 17 février 2021, a été approuvée par la FERC le 30 avril 2021 et est entrée en vigueur le 1^{er} juin 2021. En décembre 2021, la Régie a approuvé les tarifs provisoires pour le tronçon canadien du pipeline Maritimes & Northeast à compter du 1^{er} janvier 2022, ces tarifs étant fondés sur les tarifs négociés pour 2022 dans l'entente de règlement pour 2022-2023 et étant acceptés de façon unanime par les expéditeurs. Une décision de la Régie concernant l'entente sur le règlement pour 2022-2023 est attendue au premier trimestre de 2022.

Pipeline Alliance

Au deuxième trimestre de 2020, un dossier tarifaire a été déposé pour le tronçon américain du pipeline Alliance, et une entente de principe a été conclue avec les expéditeurs en janvier 2021. Une stipulation et entente a été déposée le 31 mars 2021 puis approuvée par la FERC le 15 juillet 2021, et elle est entrée en vigueur le 1^{er} septembre 2021.

British Columbia (« BC ») Pipeline

L'entente de règlement pour le réseau de BC Pipeline est arrivée à échéance en décembre 2021. La Régie a approuvé les tarifs provisoires de BC Pipeline pour 2022, et les négociations au sujet de l'entente de règlement se poursuivent. Une entente devrait être conclue au premier semestre de 2022.

REQUÊTES TARIFAIRES – DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

Requête tarifaire de 2021

Les requêtes tarifaires d'Enbridge Gas Inc. (« 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 novembre 2020, la phase 1 de la requête tarifaire pour 2021 (la « requête de 2021 »), à l'exclusion du financement d'investissements de capitaux supplémentaires distincts pour 2021 requis au moyen du mécanisme de module de capitaux supplémentaires (« MCS »), a été approuvée sur une base provisoire le 1^{er} janvier 2021. Aux termes d'une ordonnance subséquente de la CEO rendue en juin 2021, la phase 2 de la requête de 2021, y compris le financement de 124 M\$ pour 2021 demandé au moyen du MCS, a été approuvée en date du 1^{er} juillet 2021, et les tarifs provisoires en vigueur pour 2021 sont devenus définitifs. La requête de 2021, qui vise la troisième 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 2022

En juin 2021, Enbridge Gas a déposé la phase 1 de la requête auprès de la CEO pour l'établissement des tarifs de 2022 (la « requête de 2022 »). La requête de 2022 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 quatrième année d'une période de cinq ans. En octobre 2021, la CEO a approuvé une proposition de règlement pour la phase 1 et une ordonnance tarifaire provisoire entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2022. La phase 2 de la requête de 2022, qui porte sur les besoins de financement au titre du MCS pour 2022, a été déposée en octobre 2021 et la décision de la CEO est attendue au deuxième trimestre de 2022.

MISE À JOUR SUR LE FINANCEMENT

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, nous avons réalisé des émissions de titres de créance à long terme totalisant 3,9 G\$ US et 3,2 G\$, y compris une première émission de billets de premier rang liés à la durabilité de 12 ans totalisant 1,0 G\$ US en juin 2021 et une première émission au Canada de billets à moyen terme liés à la durabilité de 12 ans totalisant 1,1 G\$ en septembre 2021. Nous avons renouvelé des facilités de crédit d'une durée de cinq ans pour un montant d'environ 8,0 G\$, reportant l'échéance jusqu'en juillet 2026. Nous avons de plus prorogé jusqu'en juillet 2022 un montant d'environ 10,0 G\$ sur nos facilités de crédit prorogables de 364 jours, y compris une option de conversion en emprunt à terme d'un an jusqu'en juillet 2023.

En 2021, nos activités de financement, cumulées aux activités de monétisation d'actifs décrites ci-après, procurent des liquidités importantes qui devraient nous permettre de financer notre portefeuille actuel de projets d'investissement sans devoir recourir aux marchés des capitaux au cours des 12 prochains mois si l'accès aux marchés est limité ou si les prix sont peu attractifs. Voir la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement*.

Le 19 janvier 2022, nous avons réalisé un placement privé de billets subordonnés à taux fixe-fixe non rachetables d'une durée de 10 ans et échéant le 19 janvier 2032 d'un montant de 750 M\$. Le produit net de ce placement sera affecté au remboursement à leur valeur nominale des actions privilégiées de série 17 le 1^{er} mars 2022.

Le 10 février 2022, nous avons prorogé jusqu'à juillet 2025 notre facilité de crédit liée à la durabilité de trois ans d'un montant de 1,0 G\$.

Notations de crédit

Le 1^{er} juin 2021, Moody's Investors Service (« Moody's ») a relevé la notation d'Enbridge Inc., y compris sa notation d'émetteur et la notation de ses billets non garantis de premier rang, les faisant passer de Baa2 à Baa1. Moody's a également relevé les notations des filiales suivantes : Enbridge Energy Partners, L.P. (« EEP »), Enbridge Energy Limited Partnership (« EELP »), Spectra Energy Partners, LP (« SEP ») et Texas Eastern. Les perspectives de ces cinq entités sont stables.

TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Compte tenu de la priorité que nous accordons aux investissements à faibles émissions de carbone et à la transition énergétique, nous avons créé une équipe spécialisée dans les nouvelles technologies énergétiques. Cette équipe élargira les capacités que nous avons acquises au cours des 20 dernières années grâce à nos investissements dans les énergies renouvelables; elle établira les priorités et coordonnera la stratégie pour nos unités fonctionnelles. L'équipe établira également de nouveaux partenariats pour permettre l'accès à de nouvelles technologies ainsi qu'à des actifs et à des compétences complémentaires.

En 2021, les projets d'énergie solaire autonome Alberta Solar One et Heidlersburg ont été mis en service. Nous avons également entrepris la construction de dix autres projets d'énergie solaire autonome au Wisconsin, en Illinois, en Pennsylvanie, au Kentucky, en Ohio et au Minnesota qui, ensemble, pourront produire plus de 97 mégawatts (« MW ») d'électricité sans émissions. Ces projets permettront de fournir de l'électricité propre le long des emprises de nos oléoducs et de nos gazoducs et de contribuer à l'atteinte des cibles d'émissions de portées 1 et 2.

MONÉTISATION D'ACTIFS

Éolien Maritime France SAS

Le 18 mars 2021, nous avons vendu 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 »). Investissements RPC financera toutes les dépenses d'aménagement futures courantes à hauteur de sa participation de 49 %. Par le truchement de notre participation dans EMF, nous détenons des participations dans trois projets éoliens extracôtiers français, notamment Saint-Nazaire (25,5 %), Fécamp (17,9 %) et Calvados (21,7 %). Le projet éolien extracôtier du Calvados a fait l'objet d'une décision d'investissement définitive positive en février 2021, et ces trois projets sont désormais considérés comme garantis sur le plan commercial et sont en construction.

Noverco Inc.

Le 30 décembre 2021, nous avons vendu notre participation minoritaire hors exploitation de 38,9 % dans Noverco Inc. (« Noverco ») à Trencap L.P. pour une contrepartie en trésorerie de 1,1 G\$.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	Exercices clos les 31 décembre		
	2021	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>			
Bénéfice sectoriel avant intérêts, impôts et amortissement¹			
Oléoducs	7 897	7 683	7 681
Transport de gaz et services intermédiaires	3 671	1 087	3 371
Distribution et stockage de gaz	2 117	1 748	1 747
Production d'énergie renouvelable	508	523	111
Services énergétiques	(313)	(236)	250
Éliminations et divers	356	(113)	429
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement¹	14 236	10 692	13 589
Amortissement	(3 852)	(3 712)	(3 391)
Charge d'intérêts	(2 655)	(2 790)	(2 663)
Charge d'impôts sur les bénéfices	(1 415)	(774)	(1 708)
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(125)	(53)	(122)
Dividendes sur les actions privilégiées	(373)	(380)	(383)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	5 816	2 983	5 322
Résultat par action ordinaire	2,87	1,48	2,64
Résultat dilué par action ordinaire	2,87	1,48	2,63

¹ Mesures hors PCGR.

BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

Le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a augmenté de 2,2 G\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- un gain net hors trésorerie latent de 53 M\$ (40 M\$ après impôts) en 2021, comparativement à une perte nette latente de 122 M\$ (92 M\$ après impôts) en 2020, ce qui rend compte de 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;
- une perte de valeur de 111 M\$ (83 M\$ après impôts) en 2021 de notre participation dans le projet de pipeline PennEast après la décision des partenaires du projet de cesser son aménagement, comparativement à une perte de valeur globale de 615 M\$ (452 M\$ après impôts) en 2020 de nos participations dans Southeast Supply Header (« SESH ») et dans Steckman Ridge, LP (« Steckman »);
- un gain de 303 M\$ (298 M\$ après impôts) attribuable à la vente de notre participation dans Noverco;
- les coûts de séparation, de transition et de transformation versés aux salariés de 147 M\$ (112 M\$ après impôts) en 2021, comparativement à 339 M\$ (256 M\$ après impôts) en 2020, liés principalement à notre programme de réduction volontaire de l'effectif proposé au deuxième trimestre de 2020;
- l'absence en 2021 d'une perte hors trésorerie de la valeur comptable de notre participation dans DCP Midstream, LLC (« DCP Midstream ») de 1,7 G\$ (1,3 G\$ après impôts) et d'une perte de 324 M\$ (244 M\$ après impôts) attribuable à notre part des pertes de valeur des actifs et de l'écart d'acquisition liées à DCP Midstream et comptabilisées en 2020;
- l'absence en 2021 d'une perte de 159 M\$ (119 M\$ après impôts) comptabilisée en 2020 attribuable au règlement du dossier tarifaire de Texas Eastern qui a rétabli le passif réglementaire au titre de l'excédent du cumul des passifs d'impôts différés (« ECPID ») précédemment éliminé en décembre 2018; ces facteurs étant annulés en partie par

- un gain net hors trésorerie latent de 197 M\$ (150 M\$ après impôts) lié à la juste valeur d'instruments dérivés en 2021, comparativement à un gain net de 856 M\$ (646 M\$ après impôts) en 2020, ce qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur découlant des variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change.

Les gains et les pertes hors trésorerie latents 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 latents 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 657 M\$ de l'augmentation du bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires découle principalement des importants facteurs commerciaux suivants :

- l'apport plus important du secteur Oléoducs en raison de l'augmentation des volumes attribuable à l'augmentation de la capacité de la canalisation 3 mise en service au quatrième trimestre de 2021 et de la hausse des droits repères du tarif international conjoint (« TIC ») sur le réseau principal, ces facteurs étant annulés en partie par la constatation d'une provision au titre des droits supplémentaires du TIC pour les volumes expédiés sur le réseau principal entre le 1^{er} juillet 2021 et le 31 décembre 2021;
- la hausse du bénéfice du secteur Distribution et stockage de gaz en raison de la majoration des tarifs et de l'élargissement de la clientèle;
- l'accroissement de la quote-part du bénéfice de nos coentreprises Aux Sable et DCP Midstream;
- la baisse de la charge d'intérêts pour les neuf premiers mois de 2021 en raison des taux d'intérêt favorables sur les emprunts à court terme et de la dépréciation du dollar américain qui a eu un effet favorable sur la conversion des paiements d'intérêts sur la dette libellée en dollars américains.

Ces facteurs commerciaux ont été en partie annulés par les facteurs 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, de la diminution des occasions de stockage à cause du recul du marché, de l'incidence négative de l'importante tempête hivernale ayant frappé le Midwest américain en février 2021 et des possibilités réduites de dégager des marges bénéficiaires sur les services de transport pour les installations à l'égard desquelles les Services énergétiques ont des obligations de capacité;
- l'incidence défavorable nette de la conversion en dollars canadiens du BAIIA libellé en dollars américains à un taux de change inférieur en 2021 comparativement à 2020;
- l'absence en 2021 de la comptabilisation de produits en 2020 découlant du règlement tarifaire relatif au réseau Texas Eastern, ce facteur ayant été partiellement annulé par l'augmentation des produits attribuable à l'absence de restrictions liées à la pression auxquelles le réseau Texas Eastern était assujéti en 2020;
- la hausse de la charge d'amortissement sur les nouveaux actifs mis en service en 2021, notamment le tronçon américain du programme L3R mis en service au début du quatrième trimestre et l'EIEC acquis à la mi-octobre.

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 16,2 G\$ et à 16,6 G\$ pour les exercices clos respectivement les 31 décembre 2021, 2020 et 2019; 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 4,0 G\$, de 3,7 G\$ et de 4,2 G\$ pour les exercices clos respectivement les 31 décembre 2021, 2020 et 2019 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 produits tirés des ventes de marchandises de 26,9 G\$, de 19,3 G\$ et de 29,3 G\$ pour les exercices clos respectivement les 31 décembre 2021, 2020 et 2019 ont été générés principalement par les 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 latents 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

	2021	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement ¹	7 897	7 683	7 681

¹ Mesure financière hors PCGR.

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

Le BAIIA a été désavantagé de 335 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement un gain hors trésorerie latent de 120 M\$ en 2021, comparativement à un gain latent de 545 M\$ en 2020, 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.

Le facteur ci-dessus a été en partie contré par ce qui suit :

- la réception d'un règlement de 57 M\$ en 2021 au titre de l'impôt foncier lié à la résolution des appels relatifs aux impôts fonciers au Minnesota pour les années d'imposition 2012 à 2018;
- l'absence en 2021 d'une perte de valeur des actifs de 30 M\$ constatée en 2020.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 549 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux facteurs suivants :

- l'augmentation du débit moyen sur le réseau principal hors Gretna, qui s'est établi à 2,8 millions de barils par jour (« Mb/j ») en 2021, comparativement à 2,6 Mb/j en 2020, en raison du regain de la demande de pétrole brut et de produits connexes à mesure que les économies se remettent de la pandémie de COVID-19;
- la capacité additionnelle attribuable au programme L3R mis en service en octobre 2021 à l'appui de la croissance de la demande et la mise en application en octobre 2021 des droits supplémentaires de 0,93 \$ US par baril dans le cadre du programme L3R aux États-Unis comparativement aux droits supplémentaires de 0,20 \$ US par baril dans le cadre du programme L3R au Canada;
- l'augmentation des droits repères moyens du TIC sur notre réseau principal à 4,27 \$ US en 2021, comparativement à 4,24 \$ US en 2020;
- la hausse du taux de couverture de change utilisé pour bloquer les produits libellés en dollars américains du réseau principal au Canada;
- la hausse du bénéfice tiré de notre participation dans le réseau de pétrole brut Seaway en raison de l'augmentation des volumes.

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

- la constatation au quatrième trimestre d'une provision au titre des droits supplémentaires du TIC pour les volumes expédiés sur le réseau principal entre le 1^{er} juillet 2021 et le 31 décembre 2021;
- l'incidence défavorable nette de la conversion en dollars canadiens du BAIIA libellé en dollars américains à un taux de change inférieur en 2021, comparativement à 2020.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

	2021	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement ¹	3 671	1 087	3 371

¹ Mesure financière hors PCGR.

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

Le BAIIA a été avantagé de 2,6 G\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents et d'autres facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- une perte de valeur de 111 M\$ en 2021 de notre participation dans le projet de pipeline PennEast après la décision des partenaires du projet de cesser son aménagement, comparativement à une perte de valeur globale de 615 M\$ en 2020 de nos participations dans SESH et dans Steckman;
- l'absence en 2021 d'une perte hors trésorerie de la valeur comptable de notre participation dans DCP Midstream de 1,7 G\$ et d'une perte de 324 M\$ attribuable à notre part des pertes de valeur des actifs et de l'écart d'acquisition liées à DCP Midstream et comptabilisées en 2020;
- l'absence en 2021 d'une perte de 159 M\$ comptabilisée en 2020 pour tenir compte du règlement du dossier tarifaire de Texas Eastern qui a rétabli le passif réglementaire au titre de l'ECPIID précédemment éliminé en décembre 2018, en partie annulée par
- une incidence négative sur la quote-part du bénéfice des satellites de 44 M\$ en 2021, comparativement à une incidence positive de 22 M\$ en 2020 liée aux variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés de notre satellite, DCP Midstream.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le BAIIA a diminué de 45 M\$, baisse attribuable principalement aux facteurs commerciaux suivants :

- l'incidence défavorable nette de la conversion en dollars canadiens du BAIIA libellé en dollars américains à un taux de change inférieur en 2021, comparativement à 2020;
- l'absence en 2021 de produits comptabilisés en 2020 au titre du règlement, rétroactif au 1^{er} juin 2019, des tarifs intermédiaires perçus auprès des expéditeurs pour Texas Eastern.

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

- la hausse du prix des marchandises ayant avantage la quote-part du bénéfice de nos coentreprises Aux Sable et DCP Midstream;
- la hausse des produits attribuable à l'absence de restrictions liées à la pression qui visaient le réseau Texas Eastern en 2020;
- l'apport sur un exercice complet de la phase III du projet Atlantic Bridge suivant sa mise en service en janvier 2021.

DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

	2021	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement ¹	2 117	1 748	1 747

¹ Mesure financière hors PCGR.

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

Le BAIIA a été avantage de 338 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- un gain de 303 M\$ découlant de la vente de notre participation dans Noverco;
- un gain hors trésorerie latent de 14 M\$ en 2021, comparativement à une perte de 10 M\$ en 2020 qui rend compte des gains et des pertes de la juste valeur nette découlant des variations de la valeur de marché des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change.

Après prise en compte des facteurs positifs ci-dessus, le solde de 31 M\$ de l'augmentation découle principalement des importants facteurs commerciaux suivants :

- la hausse des charges de distribution découlant de la majoration des tarifs et de l'élargissement de la clientèle;
- la hausse des produits tirés des activités de stockage attribuable essentiellement aux activités d'optimisation réalisées pour les actifs de stockage.

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

- la hausse des charges d'exploitation et d'administration découlant en grande partie des coûts liés à l'exploitation, à l'intégrité des pipelines et à la sécurité;
- comparativement aux prévisions prises en compte dans les tarifs, les températures plus chaudes en 2021 et 2020 ont eu une incidence négative sur le BAIIA de ces deux exercices. Les températures plus chaudes que la normale en 2021 ont fait diminuer le BAIIA de 2021 d'environ 55 M\$, tandis que les températures plus chaudes en 2020 avaient fait diminuer le BAIIA de 2020 d'environ 33 M\$.

PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

	2021	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement ¹	508	523	111

¹ Mesure financière hors PCGR.

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

Le BAIIA a été désavantagé de 15 M\$, diminution qui s'explique principalement par les importants facteurs commerciaux suivants :

- la baisse des ressources éoliennes à nos installations éoliennes au Canada et aux États-Unis et l'incidence de la tempête hivernale ayant frappé le Texas en février 2021;
- l'absence en 2021 des remboursements reçus en 2020 par certaines centrales éoliennes au Canada à la suite d'un changement d'exploitant, en partie annulée par
- la vente d'une participation de 49 % dans une entité détenant notre participation de 50 % dans EMF.

SERVICES ÉNERGÉTIQUES

	2021	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement ¹	(313)	(236)	250

¹ Mesure financière hors PCGR.

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 2021 et 2020

Le BAIIA a été avantagé de 164 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement un gain net hors trésorerie latent de 53 M\$ en 2021, comparativement à une perte de 122 M\$ en 2020 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 positifs ci-dessus, le solde de 241 M\$ de la diminution est imputable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- la compression marquée des différentiels d'emplacement et de qualité sur certains marchés;
- les occasions de stockage limitées en 2021 en raison du recul du marché, comparativement à des occasions de stockage favorables en 2020;
- les 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;
- l'incidence négative de l'importante tempête hivernale ayant frappé le Midwest américain en février 2021.

ÉLIMINATIONS ET DIVERS

	2021	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement ¹	356	(113)	429

¹ Mesure financière hors PCGR.

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 2021 et 2020

Le BAIIA a été avantagé de 24 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- les coûts de séparation, de transition et de transformation versés aux salariés de 87 M\$ en 2021, comparativement à 279 M\$ en 2020, liés principalement à notre programme de réduction volontaire de l'effectif proposé au deuxième trimestre de 2020;
- l'absence en 2021 d'une perte hors trésorerie de 74 M\$ en 2020 liée à la constatation d'une obligation au titre d'une garantie donnée par la société;
- l'absence en 2021 d'une perte de 43 M\$ en 2020 liée à la réduction de valeur de certains placements dans les énergies émergentes et d'autres technologies, en partie annulée par
- un gain hors trésorerie latent de 55 M\$ en 2021, comparativement à un gain de 318 M\$ en 2020, 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.

Après prise en compte des facteurs susmentionnés, le solde de l'augmentation, soit 445 M\$, s'explique avant tout par des gains réalisés au titre de règlements conclus aux termes de notre programme de gestion du risque de change à l'échelle de l'entreprise, ce qui a compensé en grande partie l'exposition au risque de change constatée dans les résultats de nos secteurs d'activité

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 ²	Date d'entrée en service prévue
<i>(en dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>					
OLÉODUCS					
1. Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis	100 %	4,0 G\$ US	4,1 G\$ US	Terminé	En service
2. Prolongement de l'accès vers le sud	100 %	0,5 G\$ US	0,5 G\$ US	Terminé	En service
3. Autres – États-Unis	100 %	0,1 G\$ US	0,1 G\$ US	Terminé	En service
TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES					
4. Programme de fiabilité et d'agrandissement du réseau T-South	100 %	1,0 G\$	0,9 G\$	Terminé	En service
5. Projet Spruce Ridge	100 %	0,4 G\$	0,4 G\$	Terminé	En service
6. Modernisation de Texas Eastern	100 %	0,4 G\$ US	Aucune dépense importante à ce jour	Pré-construction	2024 – 2026
7. Appalachia vers Market II	100 %	0,1 G\$ US	Aucune dépense importante à ce jour	Pré-construction	2025
8. Autres – États-Unis ³	Diverses	0,6 G\$ US	0,4 G\$ US	Divers stades	2021 – 2023
DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ					
9. Projets d'amélioration du réseau ⁴	100 %	0,4 G\$	0,1 G\$	Divers stades	2021 – 2023
10. Accroissement du stockage	100 %	0,1 G\$	Aucune dépense importante à ce jour	En construction	S2 – 2022
11. Programme pour l'expansion de l'accès au gaz naturel ⁵	100 %	0,1 G\$	Aucune dépense importante à ce jour	Pré-construction	2022 – 2027
PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE					
12. Ligne de raccordement Est-Ouest	25,0 %	0,2 G\$	0,2 G\$	En construction	S1 – 2022
13. Projets d'énergie solaire autonome ⁶	100 %	0,2 G\$ US	Aucune dépense importante à ce jour	Pré-construction	2022 – 2023
14. Projet éolien extracôtier de Saint-Nazaire, France ⁷	25,5 %	0,9 G\$ (0,6 G€)	0,5 G\$ (0,3 G€)	En construction	S2 – 2022
15. Projet éolien flottant extracôtier Provence Grand Large ⁸	25,0 %	0,1 G\$ (0,1 G€)	Aucune dépense importante à ce jour	Pré-construction	2023
16. Projet éolien extracôtier de Fécamp ⁹	17,9 %	0,7 G\$ (0,5 G€)	0,3 G\$ (0,2 G€)	En construction	2023
17. Projet éolien extracôtier du Calvados ⁹	21,7 %	0,9 G\$ (0,6 G€)	0,1 G\$ (0,1 G€)	Pré-construction	2024

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 reflètent les dépenses cumulatives totales depuis la création du projet jusqu'au 31 décembre 2021.

³ Comprend le prolongement de Middlesex de Texas Eastern d'un montant de 0,1 G\$ US mis en service en septembre 2021 et le projet de prolongement Cameron de 0,1 G\$ mis en service en novembre 2021.

⁴ Comprend le projet de remplacement de la canalisation de London de 0,1 G\$ mis en service en décembre 2021. Le coût en capital estimé total se rapporte à des travaux de restauration des lieux qui devraient être terminés en 2022.

⁵ Se rapporte à la phase 2 du Programme pour l'expansion de l'accès au gaz naturel (le « programme »), et le coût en capital estimé est présenté après déduction de l'aide au financement maximale que nous nous attendons à recevoir du gouvernement de l'Ontario. Les dates de mise en service présentées correspondent aux dates d'achèvement prévues dans les exigences des autorisations de construction.

⁶ Les projets d'énergie autonome se composent de quatre projets d'énergie solaire autonome longeant nos réseaux d'oléoducs et de gazoducs. Ces dix projets se situeront à des stations de pompage ou de compression existantes.

⁷ Tient compte de la vente à Investissements RPC de 49 % d'une entité détenant notre participation de 50 % dans EMF conclue au premier trimestre de 2021. Notre apport correspond à 0,15 G\$, le reste du projet étant financé au moyen d'un emprunt sans recours lié au projet.

⁸ Tient compte de la vente à Investissements RPC de 50 % d'une entité détenant notre participation de 50 % dans Provence Grand Large. Notre apport correspond à 0,05 G\$, le reste du projet étant financé au moyen d'un emprunt sans recours lié à chacun des projets.

⁹ Chacun des projets tient compte de la vente à Investissements RPC de 49 % d'une entité détenant notre participation de 50 % dans EMF conclue au premier trimestre de 2021. Notre apport correspond à 0,1 G\$, le reste du projet étant financé au moyen d'un emprunt sans recours lié au projet.

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

OLÉODUCS

Les projets de croissance garantis sur le plan commercial suivants ont été mis en service en 2021 :

- **Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis** – le remplacement de la canalisation de pétrole brut 3 existante entre Neche, au Dakota du Nord, et Superior, au Wisconsin est achevé et en service. Le programme L3R aux États-Unis consolide la sécurité et la fiabilité opérationnelle du réseau principal, en rehausse la souplesse et nous permet d'optimiser le débit sur le réseau principal. Le programme L3R aux États-Unis a restauré le débit initial d'environ 760 kb/j et porté la capacité d'exploitation totale du réseau principal à environ 3,1 Mb/j.
- **Prolongement de l'accès vers le sud** – le 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

Les projets de croissance garantis sur le plan commercial suivants sont entrés en service en 2021 :

- **Phase III d'Atlantic Bridge** – agrandissement des réseaux de transport de gaz naturel d'Algonquin qui transporte 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 rehausse la fiabilité de compression et fournit une capacité additionnelle d'environ 190 Mpi³/j au marché de Huntington/Sumas à la frontière canado-américaine.
- **Projet Spruce Ridge** – projet de prolongement du gazoduc BC Pipeline de Westcoast dans le nord de la Colombie-Britannique. Ce projet fournit une capacité additionnelle pouvant atteindre 402 Mpi³/j.

Les projets de croissance garantis sur le plan commercial suivants sont actuellement au stade de pré-construction :

- **Deuxième phase du projet de modernisation de Texas Eastern** – ce programme consiste à moderniser les installations de compression en Pennsylvanie et au New Jersey afin d'accroître la sécurité et la fiabilité et de réduire les émissions de gaz à effet de serre de plusieurs sites de notre réseau Texas Eastern. Ce programme sera achevé par phases sur plusieurs années à compter de 2024.
- **Appalachia vers Market II** – ce prolongement vise à livrer 55 millions de dth par jour sur le réseau de Texas Eastern depuis le bassin d'approvisionnement Appalachia, dans le sud-ouest de la Pennsylvanie, vers les clients existants d'entreprises de distribution locales du New Jersey à compter de la fin de 2025. Ce projet consiste à prolonger et à rehausser des zones désaffectées d'installations existantes du réseau Texas Eastern en Pennsylvanie.

DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

Le projet de croissance garanti sur le plan commercial suivant est entré en service en 2021 :

- **Projets d'amélioration du réseau** – Le projet de remplacement de la canalisation de London a remplacé 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.

Les projets de croissance garantis sur le plan commercial suivants sont actuellement à différentes étapes de la construction :

- **Projet d'amélioration du réseau** – Le projet de remplacement de la canalisation du secteur Lake Shore Kipling Oshawa Loop (« KOL ») vise à remplacer un gazoduc sur une distance d'environ 4,5 kilomètres et les installations connexes du tronçon allant de Cherry à Bathurst de KOL longeant le Lake Shore Boulevard à Toronto. Le projet de remplacement de la canalisation du secteur St. Laurent Ottawa North vise à remplacer un gazoduc sur une distance d'environ 16 kilomètres dans la ville d'Ottawa. Les deux premières phases du projet sont terminées. Les phases 3 et 4 visent un tronçon d'environ 11,4 kilomètres du gazoduc.
- **Accroissement du stockage** – L'accroissement du stockage fait partie d'un projet de pressurisation différentielle de plus grande envergure visant à accroître la capacité de livraison et de stockage dans les installations de stockage d'Enbridge Gas. La capacité de livraison et de stockage supplémentaire sera vendue dans le cadre du portefeuille de stockage non réglementé d'Enbridge Gas.
- **Programme pour l'expansion de l'accès au gaz naturel** – Ce programme a été créé en vertu de la *Loi de 2018 sur l'accès au gaz naturel* en vue d'accroître l'accès au réseau de distribution de gaz naturel dans les régions de l'Ontario où ce n'est actuellement pas le cas. Dans le cadre de la phase 2 du programme, nous obtiendrons une aide au financement d'un maximum de 214 M\$ pour livrer 25 projets d'expansion communautaire et deux projets de développement économique en Ontario.

PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Les projets de croissance garantis sur le plan commercial suivants sont actuellement à divers stades de la construction :

- **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.
- **Projets d'énergie solaire autonome** – nous avons entrepris l'aménagement de 10 projets d'énergie solaire autonome au Wisconsin, en Illinois, en Pennsylvanie, au Kentucky, en Ohio et au Minnesota dont la production combinée est estimée à 97 MW d'électricité sans émissions. Ces projets permettront de fournir de l'électricité propre le long des emprises de nos oléoducs et de nos gazoducs.
- **Projet éolien extracôtier de Saint-Nazaire, France** – projet éolien situé au large de la côte ouest de la France qui devrait produire environ 480 MW d'électricité. Les produits d'exploitation dans le cadre du projet s'appuient sur une convention d'achat d'électricité (« CAE ») à prix fixe de 20 ans assortie d'une protection supplémentaire de production d'électricité.
- **Projet éolien flottant extracôtier Provence Grand Large** – projet éolien flottant situé au large de la côte sud de la France pour lequel le financement a été obtenu en 2021, dont la préparation terrestre de la construction se poursuit et qui devrait produire environ 24 MW d'électricité. Les produits d'exploitation dans le cadre du projet s'appuient sur une CAE à prix fixe de 20 ans.
- **Projet éolien extracôtier de Fécamp** – projet éolien extracôtier situé au large de la côte nord-ouest de la France 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.
- **Projet éolien extracôtier du Calvados** – 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.

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 pétrolier de Houston d'Enbridge** – ce terminal, 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 de pétrole brut 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 Corporation (« NextDecade »), située dans le port de Brownsville, au Texas. Nous avons conclu une entente préalable 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 20 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.
- **Occasion de projet d'expansion de Ridgeline** – nous travaillons sur une expansion potentielle du réseau ETNG qui devrait fournir du gaz naturel supplémentaire à la Tennessee Valley Authority (« TVA ») pour soutenir le remplacement d'une centrale électrique existante alimentée au charbon alors qu'elle poursuit la transition de sa composition de production vers des combustibles à plus faible teneur en carbone. Le processus de détermination de la portée de l'examen environnemental de TVA a commencé pour cette usine proposée; TVA a publié un avis d'intention inscrit au registre fédéral le 15 juin 2021 pour lancer son processus d'examen. Plusieurs options pour remplacer la production au charbon seront évaluées dans l'étude d'impact environnemental (« EIE ») de TVA. Si l'option de la construction sur place d'une centrale à cycle combiné au gaz naturel est retenue à l'issue de l'examen de TVA, nous réaliserions l'expansion requise du réseau d'East Tennessee. Le projet proposé d'ETNG comporterait l'installation d'un pipeline supplémentaire principalement le long du réseau d'ETNG, d'une station de compression électrique et d'installations solaires derrière le compteur, ainsi que d'autres caractéristiques de conception contribuant à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Si l'évaluation environnementale de TVA détermine que la solution de construction sur place d'une usine à cycle combiné axée sur le gaz naturel constitue la source d'approvisionnement optimale, et sous réserve de l'approbation et de la délivrance de tous les permis nécessaires, la construction du pipeline commencerait en 2025 et la mise en service serait prévue pour l'automne 2026.

- **Projet de prolongement du gazoduc Valley Crossing** – le 10 janvier 2022, nous avons conclu une entente préalable avec Texas LNG Brownsville LLC (« Texas LNG ») aux termes de laquelle nous fournirons, au moyen du prolongement de notre gazoduc Valley Crossing, une capacité de transport garanti de 0,72 Gpi³/j à l'installation proposée de liquéfaction et d'exportation de GNL de Texas LNG dans le port de Brownsville, au Texas sur une durée d'au moins 20 ans. Le prolongement du gazoduc est assujéti à l'obtention d'une décision d'investissement définitive pour l'installation d'exportation de Texas LNG.
- **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.

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.

Les obligations contractuelles importantes qui surviennent dans le cours normal de nos activités sont principalement constituées des contrats à long terme, des échéances annuelles de la dette et des obligations d'intérêts connexes, des emprises et des contrats de location. Se reporter à la partie II, note 18, *Dette*, et note 27, *Contrats de location*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires* pour les montants impayés au titre de la dette et des contrats de location au 31 décembre 2021.

Les contrats à long terme que nous avons signés en vue de l'achat de services, de canalisations et d'autres matériaux totalisent 5,9 G\$ et 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.

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. Le 19 janvier 2022, nous avons réalisé un placement privé de 750 M\$ de billets subordonnés à taux fixe-fixe non rachetables et échéant le 19 janvier 2082. Le produit net du placement servira à racheter les actions privilégiées de série 17 à leur valeur nominale le 1^{er} mars 2022.

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 3,9 G\$ et 3,2 G\$ US décrites ci-après en 2021.

Entité	Date d'émission	Type d'émission	Montant
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>			
Enbridge Inc.	Février 2021	Billets de premier rang à taux variable	500 \$ US
Enbridge Inc.	Juin 2021	Billets de premier rang liés à la durabilité	1 000 \$ US
Enbridge Inc.	Juin, octobre 2021	Billets de premier rang	2 000 \$ US
Enbridge Inc.	Septembre 2021	Billets à moyen terme	1 100 \$
Enbridge Inc.	Septembre 2021	Billets à moyen terme liés à la durabilité	400 \$
Enbridge Gas Inc.	Septembre 2021	Billets à moyen terme	900 \$
Pipelines Enbridge Inc.	Mai 2021	Billets à moyen terme	800 \$
Spectra Energy Partners, LP ¹	Septembre 2021	Billets de premier rang	400 \$ US

¹ Billets émis par l'entremise de Texas Eastern, filiale en exploitation en propriété exclusive de 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 2021.

	Échéance ¹	Total des facilités	Prélèvements ²	Montants disponibles
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc.	2022-2026	9 137	7 837	1 300
Enbridge (U.S.) Inc.	2023-2026	6 948	4 845	2 103
Pipelines Enbridge Inc.	2023	3 000	667	2 333
Enbridge Gas Inc.	2023	2 000	1 515	485
Total des facilités de crédit engagées		21 085	14 864	6 221

¹ La date d'échéance comprend l'option de conversion en emprunt à terme d'un an dans le cas de certaines facilités de crédit.

² Compte tenu des montants prélevés sur les facilités de crédit et des émissions de billets de trésorerie qui sont garantis par les facilités de crédit.

Le 10 février 2021, Enbridge Inc. a conclu avec un syndicat de prêteurs une facilité de crédit liée à la durabilité renouvelable et prorogable de trois ans d'un montant de 1,0 G\$, et au même moment elle a mis fin à sa facilité de crédit renouvelable consortiale d'un an d'un montant de 3,0 G\$.

Les 22 et 23 juillet 2021, nous avons prorogé jusqu'en juillet 2026 un montant d'environ 8,0 G\$ sur nos facilités de crédit de cinq ans. Nous avons également prorogé jusqu'en juillet 2022 un montant d'environ 10,0 G\$ sur nos facilités de crédit prorogables de 364 jours, y compris une option de conversion en emprunt à terme d'un an jusqu'en juillet 2023.

Le 10 février 2022, nous avons prorogé jusqu'à juillet 2025 notre facilité de crédit liée à la durabilité de trois ans d'un montant de 1,0 G\$.

Outre les facilités de crédit engagées susmentionnées, nous avons à notre disposition des facilités de lettres de crédit à vue non engagées de 1,3 G\$, sur lesquelles un montant de 854 M\$ était inutilisé au 31 décembre 2021. Au 31 décembre 2020, nous détenions des facilités de lettres de crédit à vue non engagées de 849 M\$, sur lesquelles un montant de 533 M\$ était inutilisé.

Au 31 décembre 2021, le montant net de nos liquidités disponibles totalisait 6,5 G\$ (12,7 G\$ en 2020) et comprenait des facilités de crédit disponibles de 6,2 G\$ (12,3 G\$ en 2020) ainsi que 286 M\$ (452 M\$ en 2020) de trésorerie et d'équivalents de trésorerie non soumis à restrictions, comme il est indiqué dans les états consolidés de la situation financière.

Nos ententes de facilité de crédit et conventions d'emprunts à terme comprennent des dispositions en cas de défaut et des clauses restrictives standards, en application desquelles un remboursement accéléré ou la résiliation des ententes peuvent être exigés si nous nous trouvons en situation de défaut de paiement ou contrevenons à certaines clauses restrictives. Au 31 décembre 2021, nous respectons toutes les clauses restrictives et nous prévoyons continuer de nous y conformer.

La croissance des flux de trésorerie, 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.

Le 1^{er} juin 2021, Moody's a relevé la notation d'Enbridge Inc., y compris sa notation d'émetteur et la notation de ses billets non garantis de premier rang, les faisant passer de Baa2 à Baa1. Moody's a également relevé les notations de filiales suivantes : EEP, EELP, SEP et Texas Eastern. Les perspectives de ces cinq entités sont stables.

Aucune restriction significative ne concerne notre trésorerie. La trésorerie soumise à restrictions totalisant 34 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 2021 et 2020, nous avons un fonds de roulement négatif de respectivement 3,1 G\$ et 3,7 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>	2021	2020	2019
Activités d'exploitation	9 256	9 781	9 398
Activités d'investissement	(10 657)	(5 177)	(4 658)
Activités de financement	1 236	(4 770)	(4 745)
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions libellés en devises	(5)	(20)	44
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restrictions	(170)	(186)	39

Les sources et emplois importants de la trésorerie pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020 sont résumés ci-après.

Activités d'exploitation

En général, les principaux facteurs influant sur les flux de trésorerie provenant de l'exploitation d'un exercice à l'autre comprennent les variations de nos actifs et de nos passifs d'exploitation dans le cours normal des activités en raison de divers facteurs, notamment l'incidence de la fluctuation de 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*. Les variations du bénéfice et certains facteurs inhabituels ou peu fréquents et d'autres facteurs hors exploitation influent également sur les flux de trésorerie provenant de l'exploitation, comme il est expliqué à la rubrique *Résultats 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 rubrique *Projets de croissance – Projets garantis sur le plan commercial*. Le calendrier de l'approbation, de la construction et de la mise en service des projets influe sur le moment des besoins en flux de trésorerie.

Le tableau suivant présente un sommaire des acquisitions d'immobilisations corporelles pour les exercices clos les 31 décembre 2021, 2020 et 2019.

Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	2021	2020	2019
Oléoducs	4 051	2 032	2 548
Transport de gaz et services intermédiaires	2 353	2 066	1 695
Distribution et stockage de gaz	1 343	1 134	1 100
Production d'énergie renouvelable	16	81	23
Services énergétiques	1	2	2
Éliminations et divers	54	90	124
Total des dépenses en immobilisations	7 818	5 405	5 492

2021

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

- L'acquisition de Moda le 12 octobre 2021 et la hausse des dépenses en immobilisations en raison de l'achèvement du programme L3R aux États-Unis, ces facteurs étant contrés en partie par les produits de cession plus élevés en 2021 comparativement à 2020, principalement en raison de la vente de notre participation dans Noverco le 30 décembre 2021.

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.

Activités de financement

Les sorties et les rentrées de trésorerie liées aux activités de financement se rapportent principalement aux émissions et aux remboursements de titres de créance extérieurs ainsi qu'aux transactions avec les porteurs de nos actions ordinaires et privilégiées quant aux dividendes, aux émissions d'actions et aux rachats d'actions. Les rentrées de trésorerie liées aux activités de financement subissent aussi l'incidence des apports aux participations ne donnant pas le contrôle et des distributions de ces dernières.

2021

La hausse des rentrées de trésorerie liées aux activités de financement a principalement découlé des facteurs suivants :

- Le nombre plus élevé d'émissions de titres de créance à long terme et de billets de trésorerie, de prélèvements sur les facilités de crédit et d'emprunts à court terme de même que les remboursements inférieurs sur la dette à long terme en 2021 comparativement à 2020.
- Les facteurs ci-dessus ont été partiellement annulés par le rachat des actions privilégiées de Westcoast Energy Inc. (« Westcoast ») en 2021 et la hausse des dividendes versés sur les actions ordinaires en 2021, principalement en raison de la majoration du taux de dividende sur les actions ordinaires.

2020

Les sorties de trésorerie liées aux activités de financement en 2020 étaient comparables à celles de 2019 compte tenu 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 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 du rachat d'actions privilégiées de Westcoast comparativement à 2019.
- Les facteurs ci-dessus ont été annulés en partie par l'accroissement des dividendes versés sur les actions ordinaires en 2020 étant donné la majoration du taux de dividende sur les actions ordinaires.

ENTENTES HORS BILAN

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

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

événements futurs. Pour la majorité de nos activités, un accord de garantie n'est pas requis. Nous n'avons pas d'entités ou de structures de financement hors bilan significatives, sauf les 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 importante 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.

Émissions d'actions privilégiées

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

	Produit brut	Rendement	Dividende ¹	Valeur de rachat de base par action ²	Date d'option de rachat et de conversion ^{2,3}	Droit de conversion ^{3,4}
<i>(en dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>						
Série A	125 M\$	5,50 %	1,37500 \$	25 \$	—	—
Série B	457 M\$	3,42 %	0,85360 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2022	Série C
		Bons du Trésor à 3 mois + 2,40 %	—	25 \$	1 ^{er} juin 2022	Série B
Série C ⁵	43 M\$					
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	500 M\$	3,94 %	0,98452 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2025	Série 12
Série 13	350 M\$	3,04 %	0,76076 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2025	Série 14
Série 15	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 0,15349 \$ à 0,15501 \$ le 1^{er} mars 2021, a augmenté pour passer de 0,15501 \$ à 0,15753 \$ le 1^{er} juin 2021, a augmenté pour passer de 0,15753 \$ à 0,16081 \$ le 1^{er} septembre 2021 et a diminué pour passer de 0,16081 \$ à 0,15719 \$ le 1^{er} décembre 2021, en raison du rajustement chaque trimestre après l'émission des actions visées.

RACHAT D' ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Nous avons l'intention d'exercer notre droit de racheter la totalité de nos actions privilégiées rachetables au taux minimal révisé et à dividende cumulatif de série 17, le 1^{er} mars 2022, au prix de 25 \$ par action de série 17, y compris tous les dividendes cumulés et non versés, le cas échéant.

Dividendes

Nous versons des dividendes sur nos actions ordinaires chaque année depuis que nous sommes devenus une société cotée en 1953. En décembre 2021, nous avons annoncé une hausse de 3 % de notre dividende trimestriel, ainsi porté à 0,86 \$ par action ordinaire, soit un dividende annuel de 3,44 \$, avec prise d'effet pour le dividende payable le 1^{er} mars 2022. Il s'agit d'une majoration du dividende pour le 27^e exercice consécutif.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020, les dividendes payés ont totalisé 6,8 G\$ et 6,6 G\$, respectivement, qui ont été payés au comptant en totalité et reflétés dans les activités de financement.

Le 6 décembre 2021, notre conseil d'administration a déclaré les dividendes trimestriels ci-dessous. Tous les dividendes sont payables le 1^{er} mars 2022 aux actionnaires inscrits le 15 février 2022.

	Dividende par action
Actions ordinaires ¹	0,86000 \$
Actions privilégiées, série A	0,34375 \$
Actions privilégiées, série B	0,21340 \$
Actions privilégiées, série C ²	0,15719 \$
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	0,24613 \$
Actions privilégiées, série 13	0,19019 \$
Actions privilégiées, série 15	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 0,835 \$ à 0,86 \$ le 1^{er} mars 2022.

2 Le dividende trimestriel par action payé sur les actions de série C a augmenté, passant de 0,15349 \$ à 0,15501 \$ le 1^{er} mars 2021, a augmenté, passant de 0,15501 \$ à 0,15753 \$ le 1^{er} juin 2021, a augmenté, passant de 0,15753 \$ à 0,16081 \$ le 1^{er} septembre 2021, et a diminué, passant de 0,16081 \$ à 0,15719 \$ le 1^{er} décembre 2021, en raison de la refixation du taux de dividende trimestriel après la date d'émission des actions privilégiées de série C.

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 parties à la convention de garantie à l'égard d'une filiale et ne garantissent en aucune façon les séries de billets de premier rang d'Enbridge en circulation.

Billets garantis de SEP et d'EEP pour lesquels les consentements requis ont été obtenus

Billets de SEP¹	Billets d'EEP²
Billets de premier rang à 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 2021, le montant total de capital des billets de SEP en circulation s'établissait à environ 3,2 G\$ US.

² Au 31 décembre 2021, le montant total de capital des billets d'EEP en circulation s'établissait à environ 2,4 G\$ US.

Billets garantis d'Enbridge

Libellés en dollars américains ¹	Libellés en dollars canadiens ²
Billets de premier rang à taux variable échéant en 2022	Billets de premier rang à 4,850 % échéant en 2022
Billets de premier rang à taux variable échéant en 2023	Billets de premier rang à 3,190 % échéant en 2022
Billets de premier rang à 2,900 % échéant en 2022	Billets de premier rang à 3,940 % échéant en 2023
Billets de premier rang à 4,000 % échéant en 2023	Billets de premier rang à 3,940 % échéant en 2023
Billets de premier rang à 0,550 % échéant en 2023	Billets de premier rang à 3,950 % échéant en 2024
Billets de premier rang à 3,500 % échéant en 2024	Billets de premier rang à 2,440 % échéant en 2025
Billets de premier rang à 2,500 % échéant en 2025	Billets de premier rang à 3,200 % échéant en 2027
Billets de premier rang à 4,250 % échéant en 2026	Billets de premier rang à 6,100 % échéant en 2028
Billets de premier rang à 1,600 % échéant en 2026	Billets de premier rang à 2,990 % échéant en 2029
Billets de premier rang à 3,700 % échéant en 2027	Billets de premier rang à 7,220 % échéant en 2030
Billets de premier rang à 3,125 % échéant en 2029	Billets de premier rang à 7,220 % échéant en 2032
Billets de premier rang liés à la durabilité à 2,500 % échéant en 2033	Billets de premier rang liés à la durabilité à 3,100 % échéant en 2033
Billets de premier rang à 4,500 % échéant en 2044	Billets de premier rang à 5,570 % échéant en 2035
Billets de premier rang à 5,500 % échéant en 2046	Billets de premier rang à 5,570 % échéant en 2039
Billets de premier rang à 4,000 % échéant en 2049	Billets de premier rang à 5,120 % échéant en 2040
Billets de premier rang à 3,400 % échéant en 2051	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 4,100 % échéant en 2051
	Billets de premier rang à 4,560 % échéant en 2064

1 Au 31 décembre 2021, le montant total de capital des billets d'Enbridge libellés en dollars américains en circulation s'établissait à environ 11 G\$ US.

2 Au 31 décembre 2021, le montant total de capital des billets d'Enbridge libellés en dollars canadiens en circulation s'établissait à environ 9,2 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 la *Securities Exchange Act of 1934*, dans sa version modifiée (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 2021
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
Perte d'exploitation	(64)
Bénéfice	4 970
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	4 604

États combinés résumés de la situation financière

	31 décembre 2021	31 décembre 2020
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Montants à recevoir de sociétés affiliées	3 442	2 108
Montants à recevoir de sociétés affiliées au titre de prêts à court terme	4 947	
Autres actifs à court terme	605	4 926
Montants à recevoir de sociétés affiliées au titre de prêts à long terme	51 983	375
Autres actifs à long terme	3 732	43 217
Montants à payer à des sociétés affiliées	1 982	4 237
Montants à payer à des sociétés affiliées au titre de prêts à court terme	2 891	1 267
Autres passifs à court terme	8 110	4 117
Montants à payer à des sociétés affiliées au titre de prêts à long terme	41 370	5 628
Autres passifs à long terme	41 353	32 035
		41 353

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 assumeraient 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

Conduites jumelles de la canalisation 5 au Michigan – Servitude du détroit de Mackinac

En 2019, la procureure générale du Michigan a déposé une plainte auprès de la cour de circuit du comté d'Ingham du Michigan (la « cour ») demandant à la cour de déclarer invalide la servitude qui nous a été accordée en 1953 pour l'exploitation de la canalisation 5 dans le détroit de Mackinac (le « détroit ») 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. Le 15 décembre 2021, nous avons renvoyé l'affaire à la cour de district des États-Unis pour le district Ouest du Michigan (la « cour de district des États-Unis »), où elle a été confiée à la juge Janet T. Neff. Le renvoi de la cause de la procureure générale à la Cour fédérale fait suite à une décision rendue le 16 novembre 2021 (décrite plus en détail ci-dessous), qui a conclu que la poursuite semblable (et maintenant rejetée) intentée en 2020 par la gouverneure pour forcer la fermeture de la canalisation 5 a soulevé d'importantes questions de portée fédérale qui devraient être entendues par la Cour fédérale. Le 21 décembre 2021, la procureure générale a présenté une requête de renvoi et, le 28 décembre 2021, nous avons répondu à sa demande de dépôt de cette requête. Le 5 janvier 2022, la cour a rendu une ordonnance permettant à la procureure générale de déposer une requête de renvoi de l'affaire de 2019. La requête et le mémoire de la procureure générale ont été déposés le 14 janvier 2022, et nous devons y répondre avant le 11 février 2022. La requête devrait faire l'objet d'un exposé complet d'ici mars 2022.

Le 13 novembre 2020, la gouverneure du Michigan et le directeur du département des Ressources naturelles du Michigan nous ont informés que l'État du Michigan (l'« État ») révoquait et résiliait la servitude accordée en 1953 qui permet à la canalisation 5 d'être exploitée sous le détroit. L'avis exigeait que le tronçon de la canalisation 5 qui traverse le détroit soit fermé d'ici mai 2021. Le 24 novembre 2020, nous avons déposé auprès de la cour de district des États-Unis 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. La juge Neff de la cour de district des États-Unis a été chargée des affaires, et le 16 novembre 2021, elle a rendu une ordonnance rejetant la requête de l'État pour le renvoi de l'affaire de 2020 à la cour de circuit du comté d'Ingham, concluant que le dossier devrait être entendu par la Cour fédérale. La juge Neff a également statué en notre faveur quant à notre requête pour un exposé supplémentaire et a accédé à la requête du gouvernement du Canada de déposer un mémoire supplémentaire dans lequel il réitérait que le traité de 1977 sur les pipelines de transit entre le Canada et les États-Unis avait été invoqué en octobre et que la question revêt une grande importance pour le Canada. Par la suite, la gouverneure a volontairement abandonné la poursuite de l'État le 30 novembre 2021.

Notre poursuite visant à interdire à la gouverneure du Michigan et au directeur du département des Ressources naturelles du Michigan de s'ingérer dans l'exploitation de la canalisation 5 est toujours devant la Cour fédérale. Le 30 novembre 2021, l'État a demandé à la juge Neff de déposer une requête en rejet de la plainte. À la même date, nous avons demandé de déposer une requête en jugement sommaire. Les exposés sur ces requêtes ont commencé le 18 janvier 2022 et devraient être terminés d'ici avril 2022.

En 2021, nous avons terminé les phases de conception et d'ingénierie du projet de tunnel dans les Grands Lacs. Nous avons entrepris le processus visant à engager un entrepreneur pour la construction du tunnel. Nous continuons de poursuivre activement le processus d'obtention de permis étatiques et fédéraux auprès de l'Army Corps of Engineers des États-Unis (l'« Army Corps »), du département de l'Environnement, des Grands Lacs et de l'Énergie du Michigan (« EGLE ») et de la Michigan Public Service Commission (« MPSC »). Les permis du EGLE ont été obtenus au premier trimestre de 2021; l'un de ces permis a fait l'objet de contestations par la communauté autochtone de Bay Mills. Les requêtes dispositives sont entièrement documentées et ont été adressées au juge administratif pour qu'il rende sa décision.

Le 23 juin 2021, l'Army Corps a annoncé son intention de réaliser une EIE relativement au projet de tunnel dans les Grands Lacs visant le remplacement de la canalisation 5 dans le détroit. Le 23 juin 2021, nous avons publié une déclaration indiquant le report de la construction de ce projet en raison de l'EIE.

Des témoignages directs ont été déposés dans le cadre de la procédure de contestation judiciaire auprès de la MPSC; l'audience a eu lieu en janvier 2022 et l'exposé complet doit être terminé d'ici mars 2022.

Pipeline Dakota Access

Nous détenons une participation effective de 27,6 % dans le réseau pipelinier Bakken, qui comprend le pipeline Dakota Access. Les tribus sioux de Standing Rock et de Cheyenne River ont entamé des poursuites devant la cour de district des États-Unis pour le district de Columbia (« cour de district ») en 2016, 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 de Yankton avaient également intenté des poursuites alléguant des revendications semblables en 2018.

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 de l'Army Corps en août 2018.

Le 25 mars 2020, en réponse aux requêtes modifiées des tribus, la cour de district a conclu que l'analyse environnementale de l'Army Corps 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, 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 tenue de préparer une EIE et invalidant la servitude de l'Army Corps pour le pipeline Dakota Access. Depuis, Dakota Access, LLC a présenté une requête demandant à la Cour suprême des États-Unis d'examiner la décision stipulant qu'une EIE est nécessaire. 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 d'appel des États-Unis, cette dernière a également reconnu que l'Army Corps pourrait envisager de poursuivre les activités du pipeline Dakota Access sans servitude. Le 20 septembre 2021, Dakota Access a déposé une requête auprès de la Cour suprême des États-Unis lui demandant d'examiner la décision rendue par la Cour d'appel des États-Unis. Cette requête, à laquelle le gouvernement des États-Unis et les tribus s'opposent, est toujours en suspens.

Le 21 mai 2021, la cour de district a rejeté la requête des tribus plaignantes demandant une injonction pour interdire l'exploitation du pipeline Dakota Access jusqu'à ce que l'EIE de l'Army Corps soit terminée. Le droit des tribus plaignantes d'en appeler du rejet de la demande d'injonction a expiré le 20 juillet 2021. L'Army Corps avait indiqué antérieurement qu'il n'avait pas l'intention, à ce moment, d'exercer son pouvoir d'interdire la poursuite de l'exploitation du pipeline Dakota Access, malgré l'absence d'une servitude, et qu'il prévoyait terminer son EIE d'ici mars 2022.

Le 22 juillet 2021, l'Army Corps a déposé un avis auprès de la cour de district pour l'informer que la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (la « PHMSA ») avait émis un avis alléguant des violations de la réglementation fédérale en matière de sécurité découlant de l'exploitation du pipeline Dakota Access. L'Army Corps a déclaré qu'il tiendrait compte de l'avis de la PHMSA dans le cadre de son examen continu visant à déterminer si et comment l'Army Corps fera valoir ses droits sur les propriétés traversées par le pipeline et dans le contexte de l'EIE en cours. L'Army Corps a également accepté la demande des tribus de reporter la date d'achèvement de l'EIE à septembre 2022.

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 2021. En date du 1^{er} avril 2021, nos unités d'exploitation étaient de même niveau que nos secteurs isolables. Nous avons effectué une évaluation de dépréciation quantitative de l'écart d'acquisition pour l'unité d'exploitation Transport de gaz et secteur intermédiaire et des évaluations qualitatives pour les unités d'exploitation Oléoducs et Distribution et stockage de gaz. Nos évaluations de dépréciation n'ont 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 2021.

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, la charge d'amortissement et les impôts;
- 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 2021 et 2020, nos actifs réglementaires s'élevaient à 5,9 G\$ et à 5,6 G\$, respectivement, et nos passifs réglementaires totalisaient 3,4 G\$ et 3,4 G\$, respectivement.

Amortissement

Les immobilisations corporelles, qui forment la plus grande partie de notre actif avec une valeur comptable nette de 100,1 G\$ et de 94,6 G\$ aux 31 décembre 2021 et 2020, 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 2021, 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	378	31	70	5
Diminution du rendement prévu des actifs	—	21	—	5
Diminution du taux d'augmentation des salaires	(71)	(15)	(6)	(2)
ACR				
Diminution du taux d'actualisation	21	1	8	—
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 obligations liées à la mise hors services d'immobilisations (« 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 0,9 % à 9,0 % (1,8 % à 9,0 % en 2020) pour l'exercice clos le 31 décembre 2021. 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.

La Minnesota Public Utilities Commission (la « MPUC »), dans sa décision rendue le 28 juin 2018 accordant le certificat de nécessité pour le programme de remplacement de la canalisation 3, a exigé qu'Enbridge établisse et capitalise une fiducie de mise hors services des immobilisations (la « fiducie ») aux fins de la capitalisation du coût de mise hors service des actifs du programme de remplacement de la canalisation 3 à la fin de leur durée d'utilité. À la suite de la décision portant sur le certificat de nécessité, vers la fin de 2021, la MPUC a mis en place un processus visant à établir les modalités de la fiducie. Enbridge s'attend à ce que ce processus se déroule en 2022 et à connaître la décision de la MPUC au deuxième semestre de 2022. Enbridge s'attend à recouvrer les apports nécessaires pour capitaliser la fiducie au moyen des tarifs facturés à ses expéditeurs.

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Se reporter à partie II, 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 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 3,9 %.

Nous sommes exposés aux fluctuations de la juste valeur des titres de créance à taux fixe qui surviennent en raison des variations des taux d'intérêt du marché. Nous utilisons des swaps taux variable-taux fixe, au besoin, comme couverture contre les fluctuations futures de la juste valeur des titres de créance à taux fixe, ce qui limite l'incidence des fluctuations de la juste valeur au moyen de l'exécution de tels swaps taux fixe-taux variable. Au 31 décembre 2021, 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 2,0 %.

Risque lié au prix des marchandises

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

Risque sur le cours des actions

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

Gestion des risques de marché

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

Les flux de trésorerie à risque sont une mesure d'origine statistique permettant d'évaluer la perte de flux de trésorerie maximale qui pourrait résulter de fluctuations défavorables des prix sur le marché sur une période de un mois pour évaluer les expositions non dérivées sensibles aux prix et les instruments dérivés que nous détenons ou que nous émettons et qui figurent aux états consolidés de la situation financière au 31 décembre 2021. 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 2021 et 2020, les flux de trésorerie à risque se chiffraient à 103 M\$ et à 128 M\$ ou 0,9 % 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 2021. 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 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 de Enbridge Inc. et de ses filiales (collectivement, la « société ») aux 31 décembre 2021 et 2020, 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 2021, ainsi que des notes annexes (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 2021, 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 2021 et 2020 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 2021, 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 2021, 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 inclus dans le « Rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière » sous la rubrique 9A. 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



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 société est un processus conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Il comprend les politiques et procédures qui : i) concernent la tenue de comptes suffisamment détaillés qui donnent une image précise et fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la société; ii) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration; et iii) fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de la société qui pourrait avoir une incidence significative sur 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 comporte le 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 doit être communiquée au comité d'audit et qui i) est liée à des comptes ou des informations fournies qui sont significatifs 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'opinions distinctes 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 32 775 M\$ au 31 décembre 2021. Tel qu'il a été communiqué par la direction, celle-ci réalise une évaluation de la dépréciation de l'écart d'acquisition au niveau de l'unité d'exploitation au 1er 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, une évaluation quantitative de la dépréciation de l'écart d'acquisition a été effectuée pour l'unité d'exploitation Transport de gaz et services intermédiaires (« Transport de gaz »), alors que des évaluations qualitatives de la dépréciation de l'écart d'acquisition ont été effectuées pour les unités d'exploitation Oléoducs et Distribution et stockage 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 i) l'élaboration des hypothèses importantes relativement aux tendances touchant le bénéfice d'exploitation utilisées dans l'évaluation qualitative pour toutes les unités d'exploitation à l'exception de Transport de gaz et ii) 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 de l'unité d'exploitation Transport 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 le caractère raisonnable des hypothèses importantes utilisées par la direction aux fins des évaluations qualitative et quantitative de l'unité d'exploitation Transport de gaz. De plus, des professionnels ayant des compétences et des connaissances spécialisées ont apporté leur aide dans le cadre des travaux d'audit pour la mise en œuvre de procédures et pour l'évaluation des éléments probants obtenus dans le cadre de l'évaluation quantitative.

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 i) l'élaboration des hypothèses importantes relativement aux tendances touchant le bénéfice d'exploitation utilisées dans l'évaluation qualitative et ii) la détermination de l'estimation de la juste valeur de l'unité d'exploitation Transport de gaz a été testée. Ces procédures consistaient également à i) évaluer le caractère raisonnable des hypothèses importantes utilisées par la direction aux fins de l'évaluation qualitative des unités d'exploitation de la



société, en particulier celles qui sont liées aux tendances touchant le bénéfice d'exploitation et ii) tester le processus utilisé par la direction dans l'établissement de l'estimation de la juste valeur de l'unité d'exploitation Transport de gaz. Tester le processus utilisé par la direction dans l'établissement de l'estimation de la juste valeur de l'unité d'exploitation Transport de gaz consistait à évaluer 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 la juste valeur, y compris les taux d'actualisation, le bénéfice d'exploitation projeté, les dépenses en immobilisations futures prévues et les multiples de capitalisation. L'évaluation du caractère raisonnable du bénéfice d'exploitation projeté et des tendances connexes et des dépenses en immobilisations futures prévues, a 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 évaluer le 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, Canada
Le 11 février 2022

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

ENBRIDGE INC. ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>			
Produits d'exploitation			
Ventes de marchandises	26 873	19 259	29 309
Ventes liées à la distribution de gaz	4 026	3 663	4 205
Transport et autres services	16 172	16 165	16 555
Total des produits d'exploitation <i>(note 4)</i>	47 071	39 087	50 069
Charges d'exploitation			
Coûts des marchandises	26 608	18 890	28 802
Coûts liés à la distribution de gaz	2 094	1 779	2 202
Exploitation et administration	6 712	6 749	6 991
Amortissement	3 852	3 712	3 391
Perte de valeur d'actifs à long terme	—	—	423
Total des charges d'exploitation	39 266	31 130	41 809
Bénéfice d'exploitation	7 805	7 957	8 260
Quote-part du bénéfice des satellites <i>(note 13)</i>	1 711	1 136	1 503
Perte de valeur des satellites <i>(note 13)</i>	(111)	(2 351)	—
Autres produits (charges)			
Gain de change net	286	181	477
Gain (perte) sur cessions	319	(17)	(300)
Autres	374	74	258
Charge d'intérêts <i>(note 18)</i>	(2 655)	(2 790)	(2 663)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	7 729	4 190	7 535
Charge d'impôts <i>(note 25)</i>	(1 415)	(774)	(1 708)
Bénéfice	6 314	3 416	5 827
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(125)	(53)	(122)
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	6 189	3 363	5 705
Dividendes sur les actions privilégiées	(373)	(380)	(383)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	5 816	2 983	5 322
Résultat par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires <i>(note 6)</i>	2,87	1,48	2,64
Résultat dilué par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires <i>(note 6)</i>	2,87	1,48	2,63

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

ENBRIDGE INC. ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice	6 314	3 416	5 827
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts			
Variation des gains (pertes) latents sur les couvertures de flux de trésorerie	162	(457)	(437)
Variation des gains latents sur les couvertures d'investissement net	49	102	281
Autres éléments du résultat global des satellites	(12)	(1)	40
Éléments exclus des couvertures de juste valeur	(5)	5	—
Reclassement dans le résultat des pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	235	198	127
Reclassement dans le résultat des montants au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite (« ACR »)	21	13	13
Reclassement dans le résultat des gains sur les satellites	(62)	—	—
Gains (pertes) actuariels sur régimes de retraite et ACR	394	(167)	(96)
Écart de conversion	(507)	(853)	(3 035)
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts			
	275	(1 160)	(3 107)
Résultat global	6 589	2 256	2 720
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(95)	(22)	(7)
Résultat global attribuable aux participations donnant le contrôle	6 494	2 234	2 713
Dividendes sur les actions privilégiées	(373)	(380)	(383)
Résultat global attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	6 121	1 854	2 330

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	2021	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>			
Actions privilégiées (note 21)			
Solde au début et à la fin de l'exercice	7 747	7 747	7 747
Actions ordinaires (note 21)			
Solde au début de l'exercice	64 768	64 746	64 677
Actions émises à l'exercice d'options sur actions	31	22	69
Solde à la fin de l'exercice	64 799	64 768	64 746
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	277	187	—
Rémunération à base d'actions	28	30	34
Rachat d'une participation ne donnant pas le contrôle	—	—	65
Options exercées	(23)	(21)	(61)
Variation de la participation croisée	98	76	117
Autres	(15)	5	32
Solde à la fin de l'exercice	365	277	187
Déficit			
Solde au début de l'exercice	(9 995)	(6 314)	(5 538)
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	6 189	3 363	5 705
Dividendes sur les actions privilégiées	(373)	(380)	(383)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	(6 818)	(6 612)	(6 125)
Dividendes versés sur la participation croisée	8	17	18
Adoption rétrospective modifiée de la norme ASU 2016-13 sur la comptabilisation des pertes de crédit sur instruments financiers	—	(66)	—
Autres	—	(3)	9
Solde à la fin de l'exercice	(10 989)	(9 995)	(6 314)
Cumul des autres éléments du résultat global (note 23)			
Solde au début de l'exercice	(1 401)	(272)	2 672
Autres éléments du résultat global attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, déduction faite des impôts	305	(1 129)	(2 992)
Autres	—	—	48
Solde à la fin de l'exercice	(1 096)	(1 401)	(272)
Participation croisée			
Solde au début de l'exercice	(29)	(51)	(88)
Variation de la participation croisée	29	22	37
Solde à la fin de l'exercice	—	(29)	(51)
Total des capitaux propres d'Enbridge Inc.	60 826	61 367	66 043
Participations ne donnant pas le contrôle (note 20)			
Solde au début de l'exercice	2 996	3 364	3 965
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	125	53	122
Autres éléments du résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, déduction faite des impôts			
Variation des pertes latentes sur les couvertures de flux de trésorerie	(15)	(6)	(7)
Écart de conversion	(15)	(25)	(108)
Solde à la fin de l'exercice	(30)	(31)	(115)
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	95	22	7
Distributions	(271)	(300)	(254)
Apports	15	23	12
Remboursement de participations ne donnant pas le contrôle	(293)	(112)	(300)
Rachat d'une participation ne donnant pas le contrôle	—	—	(65)
Autres	—	(1)	(1)
Solde à la fin de l'exercice	2 542	2 996	3 364
Total des capitaux propres	63 368	64 363	69 407
Dividendes payés par action ordinaire	3,34	3,24	2,95

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 (en millions de dollars canadiens)	2021	2020	2019
Activités d'exploitation			
Bénéfice	6 314	3 416	5 827
Ajustements visant à rapprocher le résultat et les rentrées de trésorerie nettes liées aux activités d'exploitation :			
Amortissement	3 852	3 712	3 391
Charge d'impôts reportés (note 25)	1 091	447	1 156
Gains latents liés à la variation de la juste valeur des dérivés, montant net (note 24)	(173)	(756)	(1 751)
Quote-part du bénéfice des satellites	(1 711)	(1 136)	(1 503)
Distributions sur les participations dans des satellites	1 630	1 392	1 804
Perte de valeur d'actifs à long terme	—	—	423
Perte de valeur des satellites	111	2 351	—
(Gain) perte sur cessions	(319)	(6)	254
Autres	77	268	56
Variation de l'actif et du passif d'exploitation (note 28)	(1 616)	93	(259)
Rentrées de trésorerie nettes liées aux activités d'exploitation	9 256	9 781	9 398
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisation	(7 818)	(5 405)	(5 492)
Placements à long terme et placements à long terme soumis à restrictions	(640)	(487)	(1 159)
Distributions provenant des participations dans des satellites en excédent des bénéfices cumulatifs	533	705	417
Acquisition d'actifs incorporels	(275)	(215)	(200)
Acquisitions	(3 785)	(24)	—
Produits de cessions	1 263	265	2 110
Prêts à des sociétés affiliées, montant net	65	(16)	(314)
Autres	—	—	(20)
Sorties de trésorerie nettes liées aux activités d'investissement	(10 657)	(5 177)	(4 658)
Activités de financement			
Variation nette des emprunts à court terme	394	223	(127)
Variation nette des billets de trésorerie et des prélèvements sur les facilités de crédit	2 960	1 542	825
Émission de débentures et de billets à terme, déduction faite des frais d'émission	8 032	5 230	6 176
Remboursements sur les débentures et les billets à terme	(2 264)	(4 463)	(4 668)
Apports des participations ne donnant pas le contrôle	15	23	12
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	(271)	(300)	(254)
Émission d'actions ordinaires	5	5	18
Dividendes sur les actions privilégiées	(367)	(380)	(383)
Dividendes sur les actions ordinaires	(6 766)	(6 560)	(5 973)
Rachat d'actions privilégiées détenues par une filiale (note 20)	(415)	—	(300)
Autres	(87)	(90)	(71)
Rentrées (sorties) de trésorerie nettes liées aux activités de financement	1 236	(4 770)	(4 745)
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions libellés en devises	(5)	(20)	44
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	(170)	(186)	39
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions au début de l'exercice	490	676	637
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de l'exercice	320	490	676
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie			
Impôts payés	489	524	571
Intérêts payés, déduction faite du montant capitalisé	2 427	2 538	2 738
Montants courus hors trésorerie au titre des immobilisations corporelles	831	801	730

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

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

31 décembre	2021	2020
<i>(en millions de dollars canadiens; nombre d'actions en millions)</i>		
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	286	452
Trésorerie soumise à restrictions	34	38
Comptes débiteurs et autres créances (note 9)	6 862	5 258
Montants à recevoir de sociétés affiliées	107	66
Stocks (note 10)	1 670	1 536
	8 959	7 350
Immobilisations corporelles, montant net (note 11)	100 067	94 571
Placements à long terme (note 13)	13 324	13 818
Placements à long terme soumis à restrictions (note 14)	630	553
Montants reportés et autres actifs	8 613	8 446
Actifs incorporels, montant net (note 15)	4 008	2 080
Écart d'acquisition (note 16)	32 775	32 688
Impôts reportés (note 25)	488	770
Total des actifs	168 864	160 276
Passif et capitaux propres		
Passif à court terme		
Emprunts à court terme (note 18)	1 515	1 121
Comptes créditeurs et autres dettes (note 17)	9 767	9 228
Montants à payer à des sociétés affiliées	90	22
Intérêts à payer	693	651
Partie à court terme de la dette à long terme (note 18)	6 164	2 957
	18 229	13 979
Dette à long terme (note 18)	67 961	62 819
Autres passifs à long terme	7 617	8 783
Impôts reportés (note 25)	11 689	10 332
	105 496	95 913
Engagements et éventualités (note 30)		
Capitaux propres		
Capital-actions (note 21)		
Actions privilégiées	7 747	7 747
Actions ordinaires (2 026 actions en circulation aux 31 décembre 2021 et 2020)	64 799	64 768
Surplus d'apport	365	277
Déficit	(10 989)	(9 995)
Cumul des autres éléments du résultat global (note 23)	(1 096)	(1 401)
Participation croisée	—	(29)
Total des capitaux propres d'Enbridge Inc.	60 826	61 367
Participations ne donnant pas le contrôle (note 20)	2 542	2 996
	63 368	64 363
Total des passifs et capitaux propres	168 864	160 276

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	109
2. Principales conventions comptables	110
3. Modifications de conventions comptables	121
4. Produits	123
5. Informations sectorielles	127
6. Résultat par action ordinaire	129
7. Questions de nature réglementaire	130
8. Acquisitions et cessions	132
9. Comptes débiteurs et autres créances	135
10. Stocks	135
11. Immobilisations corporelles	136
12. Entités à détenteurs de droits variables	137
13. Placements à long terme	139
14. Placements à long terme soumis à restrictions	141
15. Actifs incorporels	142
16. Écart d'acquisition	143
17. Comptes créditeurs et autres dettes	143
18. Dette	144
19. Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	148
20. Participations ne donnant pas le contrôle	148
21. Capital-actions	149
22. Régimes d'options sur actions et d'unités d'actions	151
23. Composantes du cumul des autres éléments du résultat global	154
24. Gestion des risques et instruments financiers	156
25. Impôts sur les bénéfices	168
26. Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	171
27. Contrats de location	180
28. Variation de l'actif et du passif d'exploitation	182
29. Opérations entre apparentés	182
30. Engagements et éventualités	183
31. Garanties	184
32. Information financière trimestrielle (non audité)	185

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 les terminaux au Canada et aux États-Unis, et il 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. Ce secteur comprend également Moda Midstream Operating, LLC (« Moda »), qui a été acquise le 12 octobre 2021 (*note 8*) et fait partie du réseau de la côte du golfe du Mexique et du milieu du continent.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

Le secteur Transport de gaz et services intermédiaires regroupe nos 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 naturel au Québec ainsi qu'une participation dans Noverco Inc. (« Noverco »). Nous avons vendu notre participation dans Noverco à Trencap L.P. le 30 décembre 2021 (*note 13*).

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 au Royaume-Uni, en Allemagne et en France.

SERVICES ÉNERGÉTIQUES

Nos 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 nos programmes 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 contrepartie variable incluse dans les produits (*note 4*); la valeur comptable des actifs et passifs réglementaires (*note 7*); la ventilation du prix d'achat (*note 8*); 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 et la valeur comptable 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 liée 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 bénéficiaires (*note 25*); les hypothèses utilisées dans l'évaluation des obligations au titre des prestations de retraite et des 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. 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. 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 2021 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 (charges) », 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 n'est constaté.

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, nous sommes tenus de fournir des services de transport pour la durée de vie des gisements productifs sous-jacents. Selon ces contrats, les expéditeurs nous 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 2021, 2020 et 2019, 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 127 M\$, 292 M\$ et 169 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 les zones visées par notre franchise de distribution.

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.

Notre principal client non affilié représentait environ 13,5 % de nos produits attribuables à des tiers pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 et 13,6 % 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 l'exercice clos le 31 décembre 2019.

INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET COUVERTURE

Instrumentes 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 « Gains (pertes) de change nets » et dans la « Charge d'intérêts ».

Instrumentes 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, nous devons 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 notre 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 avons désigné une partie de notre dette libellée en dollars américains, ainsi qu'un portefeuille de contrats de change à terme de périodes antérieures, en tant que couverture des investissements nets pour les investissements et les filiales libellés 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 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 consolidés de la situation financière. Ces coûts sont amortis selon la méthode de l'intérêt effectif sur la durée de la dette connexe et sont comptabilisés à titre de charge d'intérêts.

PARTICIPATIONS DANS DES SATELLITES

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

PLACEMENTS À LONG TERME SOUMIS À RESTRICTIONS

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

AUTRES PLACEMENTS

Généralement, nous classons nos participations dans des entités sur lesquelles nous n'exerçons pas une influence notable et dont la juste valeur ne peut être déterminée facilement dans les autres placements évalués à la juste valeur. Ces placements sont comptabilisés au coût diminué de la perte de valeur, le cas échéant, auquel est ajoutée ou duquel est déduite l'incidence 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. 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.

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 la charge d'impôts.

OPÉRATIONS EN DEVISES ET CONVERSION DES DEVISES

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

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

TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

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

TRÉSORERIE SOUMISE À RESTRICTIONS

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

PRÊTS ET CRÉANCES

Les billets à long terme à recevoir de sociétés affiliées sont évalués au coût après amortissement, établi selon la méthode du taux d'intérêt effectif, déduction faite de toute perte de valeur comptabilisée. Les comptes débiteurs et autres créances sont évalués au coût. Les produits d'intérêts sont constatés dans les résultats au fur et à mesure qu'ils sont gagnés.

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 consolidés de la situation financière comprennent les soldes 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 détenu en stockage par Enbridge Gas, du pétrole brut et du gaz naturel détenus essentiellement par des entreprises du secteur Services énergétiques ainsi que les matières et les stocks d'approvisionnements. Le gaz naturel détenu en stockage 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 autres stocks 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. Les stocks de matières et d'approvisionnements sont comptabilisés au coût moyen ou à la valeur nette de réalisation, selon le moins élevé des deux.

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 consolidés 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 sont principalement constitués des 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, l'ajustement de la juste valeur de la dette à long terme, le coût réel de l'enlèvement d'installations déjà mises hors service 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 2021, nous avons réalisé une évaluation quantitative de la dépréciation de l'écart d'acquisition pour le secteur Transport de gaz et services intermédiaires ainsi qu'une évaluation qualitative pour les secteurs Oléoducs et Distribution et stockage de gaz. Ces évaluations de la dépréciation de l'écart d'acquisition n'ont 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 2021.

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. À l'heure actuelle, pour la majorité de nos actifs, il n'est pas possible d'établir une estimation raisonnable des OMHS en raison du manque de données sur le moment et sur l'ampleur des mises hors service.

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'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 2021) 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 à raison d'un tiers par année à compter de leur date d'attribution. 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 aux postes « Comptes créditeurs et autres dettes » et « 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 2021.

ADOPTION DE NOUVELLES NORMES COMPTABLES

Comptabilisation des actifs et des passifs sur contrat découlant de contrats conclus avec des clients dans le cadre d'un regroupement d'entreprises

En date du 1^{er} novembre 2021, nous avons adopté l'Accounting Standard Update (« ASU ») 2021-08 de façon rétrospective à compter du 1^{er} janvier 2021. Cette nouvelle norme a été publiée en octobre 2021 afin de modifier la comptabilité des regroupements d'entreprises spécifique aux actifs et passifs sur contrat résultant de contrats conclus avec des clients, nécessitant une évaluation conformément à l'Accounting Standards Codification (« ASC ») 606. L'ASU est également applicable aux actifs et passifs sur contrat découlant d'autres contrats auxquels l'ASC 606 s'applique, comme les passifs sur contrat provenant de la vente d'actifs non financiers qui entrent dans le champ d'application de l'ASC 610-20. L'adoption de cette norme n'a pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Réforme relative au taux de référence

Pour les relations de couverture existantes admissibles au 1^{er} janvier 2021 et de façon prospective, nous avons appliqué la mesure de simplification facultative de l'ASU 2020-04, qui indique que la modification d'un instrument de couverture ne donne pas lieu à l'annulation automatique de la désignation de relation de couverture. L'adoption de cette norme n'a pas eu d'incidence significative 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

Nous avons adopté l'ASU 2020-01 en date du 1^{er} janvier 2021 de façon prospective. Cette nouvelle norme 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 *Investments – Equity Securities* 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 *Derivatives and Hedging* 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'adoption de cette norme n'a pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Comptabilisation des impôts

Nous avons adopté l'ASU 2019-12 en date du 1^{er} janvier 2021 de façon prospective. Cette nouvelle norme 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 *Income Taxes* et apporte plus de simplicité en clarifiant et en modifiant les directives actuelles. L'adoption de cette norme n'a pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

FUTURES MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES

Informations à fournir sur l'aide gouvernementale

L'ASU 2021-10 a été publiée en novembre 2021 afin d'accroître la transparence en ce qui a trait à l'aide gouvernementale offerte aux entreprises. Cette norme ajoute une nouvelle obligation d'informations relativement aux transactions avec le gouvernement qui sont comptabilisées par analogie selon un modèle de comptabilisation de subventions ou de contributions. Les informations à fournir comprennent la nature de la transaction, la méthode comptable appliquée, les postes des états financiers sur lesquels se répercute la transaction et les principales modalités de la transaction. L'ASU 2021-10 entre en vigueur le 1^{er} janvier 2022 et peut être appliquée de manière rétrospective ou prospective, l'adoption anticipée étant permise. L'adoption de l'ASU 2021-10 ne devrait pas avoir d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Comptabilisation de certains contrats de location du bailleur assortis de paiements de loyers variables

L'ASU 2021-05 a été publiée en juillet 2021 afin de modifier la comptabilité par le bailleur de certains contrats de location assortis de paiements de loyers variables qui ne sont pas fonction d'un indice ou d'un taux de référence et qui auraient entraîné la comptabilisation d'une perte au début du contrat de location s'ils avaient été classés comme un contrat de location-vente ou un contrat de location-financement direct. L'ASU modifie les exigences de classement de ces contrats de location pour les bailleurs afin d'en faire un contrat de location-exploitation. L'ASU 2021-05 entre en vigueur le 1^{er} janvier 2022 et peut être appliquée de manière rétrospective ou prospective, l'adoption anticipée étant permise. L'adoption de l'ASU 2021-05 ne devrait pas avoir d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Comptabilisation de modifications ou d'échanges de certains contrats classés dans les capitaux propres

L'ASU 2021-04 a été publiée en mai 2021 pour clarifier la comptabilisation par l'émetteur de modifications ou d'échanges d'options d'achat souscrites autonomes classées dans les capitaux propres qui demeurent classées dans les capitaux propres après la modification ou l'échange. L'ASU exige d'un émetteur qu'il détermine la comptabilisation de la modification ou de l'échange en fonction de la substance économique de la modification ou de l'échange en question. L'ASU 2021-04 entre en vigueur le 1^{er} janvier 2022 et devra être appliquée de façon prospective. L'adoption de l'ASU 2021-04 ne devrait pas avoir d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

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 de l'ASU 2020-06 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 2021	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	9 492	4 364	676	—	—	—	14 532
Produits tirés du stockage et autres produits	147	255	246	—	—	—	648
Produits tirés de la collecte et du traitement du gaz	—	49	—	—	—	—	49
Produits tirés de la distribution de gaz	—	—	4 026	—	—	—	4 026
Produits tirés de l'électricité et du transport	—	—	—	177	—	—	177
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	9 639	4 668	4 948	177	—	—	19 432
Ventes de marchandises	—	—	—	—	26 873	—	26 873
Autres produits ^{1,2}	375	42	13	336	—	—	766
Produits intersectoriels	567	1	19	(1)	44	(630)	—
Total des produits	10 581	4 711	4 980	512	26 917	(630)	47 071

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

1 *Comprennent un gain découlant de l'évaluation à la valeur de marché dans le cadre de notre programme de couverture correspondant à 59 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (gain de 265 M\$ en 2020; gain de 346 M\$ en 2019).*

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 2021	2 369	213	1 898
Solde au 31 décembre 2020	2 042	226	1 815

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 2021 inclus dans les passifs sous contrat au début de la période s'établissent à 305 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 2021, se sont établies à 397 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 2021, 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 59,8 G\$, dont un montant de 7,4 G\$ devrait être comptabilisé à ce titre au cours de l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2022.

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.

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.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, les produits tirés du réseau principal au Canada ont été comptabilisés conformément aux modalités de l'entente de tarification concurrentielle (« ETC »), laquelle est arrivée à échéance le 30 juin 2021. Les tarifs en vigueur le 30 juin 2021 sont maintenus sur une base provisoire jusqu'à l'entrée en vigueur d'une nouvelle entente commerciale, sous réserve de la finalisation et des ajustements applicables à la période intermédiaire, le cas échéant. En raison de l'incertitude des ajustements tarifaires découlant de la décision de la Régie et des possibles négociations avec les clients, les produits fondés sur les tarifs provisoires comptabilisés pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 sont considérés comme une contrepartie variable.

Comptabilisation et évaluation des produits

Exercice clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars canadiens)	Transport de gaz et services intermédiaires				Chiffres consolidés
	Oléoducs	Transport de gaz et services intermédiaires	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	
Produits tirés des produits transférés à un moment précis	—	—	70	—	70
Produits tirés des produits et services transférés progressivement ¹	9 639	4 668	4 878	177	19 362
Total des produits découlant de contrats conclus avec des clients	9 639	4 668	4 948	177	19 432

Exercice clos le 31 décembre 2020 (en millions de dollars canadiens)	Transport de gaz et services intermédiaires				Chiffres consolidés
	Oléoducs	Transport de gaz et services intermédiaires	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	
Produits tirés des produits transférés à un moment précis	—	—	60	—	60
Produits tirés des produits et services transférés progressivement ¹	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 (en millions de dollars canadiens)	Transport de gaz et services intermédiaires				Chiffres consolidés
	Oléoducs	Transport de gaz et services intermédiaires	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	
Produits tirés des produits transférés à un moment précis	—	4	65	—	69
Produits tirés des produits et services transférés progressivement ¹	9 191	5 168	5 089	180	19 628
Total des produits découlant de contrats conclus avec des clients	9 191	5 172	5 154	180	19 697

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

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 transport et de traitement 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 2021, 2020 et 2019 s'établissent comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2021	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	10 581	4 711	4 980	512	26 917	(630)	47 071
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(25)	—	(2 147)	—	(27 174)	644	(28 702)
Exploitation et administration	(3 431)	(1 877)	(1 143)	(180)	(48)	(33)	(6 712)
Quote-part du bénéfice (de la perte) des satellites	759	813	42	101	—	(4)	1 711
Perte de valeur des satellites	—	(111)	—	—	—	—	(111)
Autres produits (charges)	13	135	385	75	(8)	379	979
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	7 897	3 671	2 117	508	(313)	356	14 236
Amortissement							(3 852)
Charge d'intérêts							(2 655)
Impôts sur les bénéfices							(1 415)
Bénéfice							6 314
Dépenses en immobilisations ¹	4 051	2 420	1 343	16	1	54	7 885
Total des immobilisations corporelles, montant net	52 530	27 028	16 904	3 315	23	267	100 067

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

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

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

RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE Produits¹

Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	2021	2020	2019
Canada	20 474	16 453	19 954
États-Unis	26 597	22 634	30 115
	47 071	39 087	50 069

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

Immobilisations corporelles¹

31 décembre <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	2021	2020
Canada	47 102	46 499
États-Unis	52 965	48 072
	100 067	94 571

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 2 millions d'actions au 31 décembre 2021, 5 millions d'actions au 31 décembre 2020 et 6 millions d'actions au 31 décembre 2019, soit notre participation moyenne pondérée proportionnelle dans notre propre capital-actions ordinaires, réduction découlant de notre participation croisée dans Noverco. Le 30 décembre 2021, nous avons conclu la vente de notre participation minoritaire hors exploitation dans Noverco. Pour un complément d'information, se reporter à la *note 13 – Placements à long terme*.

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 <i>(nombre d'actions ordinaires en millions)</i>	2021	2020	2019
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation	2 023	2 020	2 017
Effet dilutif des options	2	1	3
Nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation	2 025	2 021	2 020

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021, 2020 et 2019, respectivement, 18,6 millions, 29,8 millions et 17,8 millions d'options sur actions à effet antidilutif à des prix d'exercice moyens pondérés respectifs de 52,89 \$, 51,42 \$ et 53,56 \$ 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 un complément d'information, 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 de notre réseau principal. Les droits, exclusion faite des canalisations 8 et 9, sont régis par une ETC d'une durée de 10 ans qui est arrivée à échéance le 30 juin 2021 (*note 4*). L'ETC a fixé des droits locaux au Canada pour tous les volumes expédiés au moyen du réseau principal au Canada ainsi qu'un tarif international conjoint s'appliquant aux volumes prenant origine à des points de réception dans l'Ouest canadien et aboutissant à des points de notre réseau de Lakehead. Conformément à l'ETC, nous avons comptabilisé un actif réglementaire de 2,1 G\$ au 31 décembre 2021 (1,9 G\$ en 2020) 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. Nos réseaux BC Pipeline et M&N Canada exercent tous deux leurs activités conformément aux modalités de leurs ententes de règlement tarifaire respectives, lesquelles autorisent un RCP déterminé ainsi que le maintien et l'établissement de certains comptes de report et comptes d'écart. Comme ces deux ententes de règlement sont venues à échéance en décembre 2021, nous exerçons actuellement nos activités selon les tarifs provisoires approuvés par la Régie, et nous sommes à négocier les modalités de nouvelles ententes tarifaires pour les périodes commençant en 2022.

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 assujéti 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	2021	2020	Fin de la période de recouvrement/ remboursement
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Actifs réglementaires à court terme			
Insuffisance de recouvrement de coûts de carburant	114	86	2022
Autres actifs réglementaires à court terme	145	146	2022
Total des actifs réglementaires à court terme¹ (note 9)	259	232	
Actifs réglementaires à long terme			
Impôts reportés ²	4 176	3 890	Diverses
Dettes à long terme ³	398	429	2023-2046
Récupération négative ⁴	243	246	Diverses
Écart du coût du gaz acheté	215	—	2023
Modification aux conventions comptables ⁵	157	169	Diverses
Montant à recevoir au titre des régimes de retraite ⁶	78	402	Diverses
Autres actifs réglementaires à long terme	339	261	Diverses
Total des actifs réglementaires à long terme¹	5 606	5 397	
Total des actifs réglementaires	5 865	5 629	
Passifs réglementaires à court terme			
Écart du coût du gaz acheté	—	153	2021
Autres passifs réglementaires à court terme	106	117	2022
Total des passifs réglementaires à court terme⁷	106	270	
Passifs réglementaires à long terme			
Provisions pour frais futurs d'enlèvement et de restauration des lieux ⁸	1 543	1 455	Diverses
Passif réglementaire lié aux impôts des États-Unis ⁹	895	941	2050-2072
Coûts futurs liés à l'abandon de pipelines (note 14)	649	578	Diverses
Autres passifs réglementaires à long terme	234	150	Diverses
Total des passifs réglementaires à long terme⁷	3 321	3 124	
Total des passifs réglementaires	3 427	3 394	

1 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 ».

2 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.

3 Représente la compensation réglementaire que nous avons réalisée 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 de l'actif réglementaire qui serait comptabilisé advenant qu'une telle dette soit éteinte à un montant supérieur à sa valeur comptable.

- 4 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.
- 5 Ce report 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 recouvrée à même les tarifs, conformément à l'approbation préalable de la CEO.
- 6 Représente 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 recouvré 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.
- 7 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 ».
- 8 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.
- 9 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. ACQUISITIONS ET CESSIONS

ACQUISITION

Moda Midstream Operating, LLC

Le 12 octobre 2021, par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive américaine, nous avons acquis la totalité des titres de participation en circulation de Moda pour une contrepartie en trésorerie de 3,7 G\$ (3,0 G\$ US), plus une contrepartie éventuelle pouvant atteindre 150 M\$ US établie en fonction des résultats des actifs (l'« acquisition »). L'acquisition est également assujettie aux ajustements de clôture et du fonds de roulement habituels. Moda détient et exploite une plateforme d'exportation de pétrole brut léger pourvue d'une très grande capacité de transport de pétrole brut. L'acquisition s'inscrit dans notre stratégie d'exportation vers la côte américaine du golfe du Mexique et la fait progresser, elle nous permet d'être reliés à des réserves à coût abordable et à long terme du bassin permien et du bassin Eagle Ford.

Nous avons comptabilisé l'acquisition au moyen de la méthode de l'acquisition prescrite par l'ASC 805 *Business Combinations*. Selon les méthodes d'évaluation décrites dans l'ASC 820 *Fair Value Measurements*, les actifs acquis et les passifs repris ont été comptabilisés à leurs justes valeurs estimatives à la date de l'acquisition.

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

31 décembre	12 octobre 2021
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
Juste valeur des actifs nets acquis :	
Actifs à court terme	62
Immobilisations corporelles a)	1 480
Placements à long terme b)	427
Actifs incorporels c)	1 781
Passifs à court terme	59
Passifs à long terme	17
Écart d'acquisition d)	268
Prix d'achat :	
Trésorerie	3 755
Contrepartie éventuelle e)	187
	3 942

- a) En raison de la nature spécialisée des immobilisations corporelles de Moda, qui comprennent des groupes d'actifs configurés de manière à être utilisés comme installations de stockage, comme pipelines et comme terminaux d'exportation, la méthode du coût de remplacement net amorti a été adoptée en tant que principale méthode d'évaluation. Pour déterminer le coût de remplacement, nous avons établi les coûts de façon indirecte au moyen des indices d'inflation pertinents et de façon directe au moyen des cours de marché pertinents. Par la suite, des ajustements ont été appliqués pour tenir compte de la détérioration physique ainsi que de l'obsolescence fonctionnelle et économique. La juste valeur des terrains a été établie au moyen d'une approche axée sur le marché qui repose sur les loyers et les offres pour des actifs comparables.
- b) Les placements à long terme correspondent à la participation de 20 % de Moda dans Cactus II Pipeline, LLC (« Cactus II »). La juste de valeur de Cactus II a été déterminée au moyen de la méthode de l'actualisation des flux de trésorerie. Cette méthode est une approche fondée sur les bénéfices selon laquelle on estime la valeur actualisée des avantages futurs projetés pouvant être tirés du placement.
- c) Les actifs incorporels se composent essentiellement de relations avec les clients associés à des contrats d'expédition ferme à long terme. Leur juste valeur a été déterminée au moyen d'une approche fondée sur les bénéfices en estimant la valeur actualisée des bénéfices après impôts attribuables aux contrats, y compris les bénéfices associés aux modalités de renouvellement prévues, et elle est amortie selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée d'utilité prévue de 10 ans.
- d) L'écart d'acquisition provient surtout des produits futurs non attribuables à des contrats, des actifs assemblés existants qui ne peuvent être reproduits au même coût par un nouvel intervenant ainsi que de l'échelle et de la diversité géographique rehaussées qui procurent davantage de possibilités et de plateformes de croissance future. Le solde de l'écart d'acquisition comptabilisé a été affecté à notre secteur Oléoducs et est déductible d'impôt pendant 15 ans.
- e) Nous avons accepté de verser une contrepartie éventuelle pouvant atteindre 150 M\$ US aux anciens détenteurs de participations de Moda advenant que les volumes de pétrole brut chargés mensuellement sur un navire par Moda égalent ou surpassent des niveaux de débit déterminés. Ces exigences d'exécution prennent fin le 31 décembre 2023 ou à la date du dernier versement de la contrepartie éventuelle, selon la première éventualité. La contrepartie éventuelle de 150 M\$ US comptabilisée dans le prix d'achat correspond à la juste valeur de la contrepartie éventuelle à la date d'acquisition. Au 31 décembre 2021, aucune modification n'avait été apportée au montant de la contrepartie éventuelle comptabilisée.

Les dépenses liées à l'acquisition se sont élevées à environ 21 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 et sont comprises dans les charges au poste « Exploitation et administration » des états consolidés des résultats.

À la clôture de l'acquisition, nous avons inclus Moda dans notre périmètre de consolidation. Pour la période allant du 12 octobre 2021 jusqu'au 31 décembre 2021, Moda a généré des produits d'exploitation et un bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires d'environ 80 M\$ et 9 M\$, respectivement.

Notre information financière consolidée pro forma complémentaire pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020, y compris les résultats d'exploitation de Moda comme si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2020, est présentée ci-après :

Exercice clos le 31 décembre	2021	2020
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>		
Produits d'exploitation	47 339	39 435
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ^{1,2}	5 771	2 938

1 Les dépenses liées à l'acquisition de 21 M\$ (16 M\$ après impôt) ont été exclues du bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 et déduites pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

2 Comprend l'amortissement des ajustements de juste valeur comptabilisés au titre des immobilisations corporelles, des placements à long terme et des actifs incorporels acquis de 193 M\$ et de 207 M\$ (145 M\$ et 155 M\$ après impôts), respectivement, pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020.

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. 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 kilomètres 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.

Le 1^{er} octobre 2018, nous avons conclu la vente des installations sous réglementation provinciale. 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.

9. COMPTES DÉBITEURS ET AUTRES CRÉANCES

31 décembre	2021	2020
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Comptes clients et produits non facturés ¹	4 957	3 923
Partie à court terme des actifs dérivés <i>(note 24)</i>	529	323
Actifs réglementaires <i>(note 7)</i>	259	232
Impôts à recevoir	407	374
Autres	710	406
	6 862	5 258

¹ Déduction faite d'une provision pour pertes de crédit attendues de 87 M\$ au 31 décembre 2021 et de 70 M\$ au 31 décembre 2020.

10. STOCKS

31 décembre	2021	2020
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Gaz naturel	953	710
Pétrole brut	624	744
Autres	93	82
	1 670	1 536

11. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

31 décembre	Taux d'amortissement moyen pondéré	2021	2020
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Pipelines	2,8 %	62 997	57 459
Installations et matériel	3,1 %	34 331	30 149
Terrains et droits de passage ¹	2,3 %	3 320	2 896
Conduites principales, services liés au gaz et autres	2,7 %	13 606	12 813
Installations de stockage	2,4 %	3 099	2 936
Turbines éoliennes, panneaux solaires et autres	4,0 %	4 912	4 877
Autres	8,2 %	1 507	1 558
En construction	— %	2 268	5 762
Total des immobilisations corporelles		126 040	118 450
Total de l'amortissement cumulé		(25 973)	(23 879)
Immobilisations corporelles, montant net		100 067	94 571

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

La charge d'amortissement des exercices clos les 31 décembre 2021, 2020 et 2019 s'est établie à 3,5 G\$, 3,4 G\$ et 3,0 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

Nos entités à détenteurs de droits variables (« EDDV ») consolidées sont des entités juridiques dont nous sommes le principal bénéficiaire. Nous sommes le principal bénéficiaire lorsque notre participation variable nous confère i) le pouvoir de diriger les activités de l'EDDV qui ont l'incidence la plus importante sur la performance économique de l'entité et ii) l'obligation d'absorber les pertes ou le droit de recevoir les avantages de l'EDDV qui pourraient être importants pour l'EDDV. Pour déterminer si nous sommes le principal bénéficiaire d'une EDDV, nous prenons en compte des facteurs qualitatifs et quantitatifs, notamment, sans s'y limiter, 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.

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	2021 ¹	2020 ¹
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Actif		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	247	215
Trésorerie soumise à restrictions	4	1
Comptes débiteurs et autres créances	99	65
Stocks	9	7
	359	288
Immobilisations corporelles, montant net	3 052	3 201
Placements à long terme	16	14
Placements à long terme soumis à restrictions	101	84
Montants reportés et autres actifs	2	3
Actifs incorporels, montant net	108	115
	3 638	3 705
Passif		
Comptes créditeurs et autres dettes	84	52
Autres passifs à long terme	182	175
Impôts reportés	5	5
	271	232
	3 367	3 473

¹ Compte non tenu des actifs et des passifs d'EEP et de Spectra Energy Partners, L.P. (« SEP ») à la suite de la convention de garantie à l'égard d'une filiale conclue le 22 janvier 2019. Pour un complément d'information, consulter la partie II, rubrique 7, Rapport de gestion – Renseignements financiers sommaires.

Nous n'avons pas d'obligations de fournir un soutien financier supplémentaire aux EDDV dont les résultats sont consolidés.

ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES EXCLUES DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Nous détenons actuellement des participations dans plusieurs EDDV exclues du périmètre de consolidation dont nous ne sommes pas le principal bénéficiaire, puisque nous n'avons pas le pouvoir de diriger les activités de l'EDDV qui ont l'incidence la plus importante sur la performance économique de l'entité. Ces participations comprennent des 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. Le pouvoir de diriger les activités de la majeure partie de ces EDDV exclues du périmètre de consolidation 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 importantes unilatéralement.

La valeur comptable de notre participation dans ces EDDV et notre exposition maximale au risque de perte estimative aux 31 décembre 2021 et 2020 sont présentées ci-après.

	Valeur comptable des participations dans une EDDV	Exposition maximale à des pertes
31 décembre 2021		
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Aux Sable Liquid Products L.P. ¹	113	195
EIH S.à r.l. ^{2, 8}	38	664
Enbridge Renewable Infrastructure Investments S.à r.l. ³	54	2 121
Rampion Offshore Wind Limited ⁵	450	508
Vector Pipeline L.P. ⁶	189	374
Autres ^{4, 7}	210	426
	1 054	4 288

	Valeur comptable des participations dans une EDDV	Exposition maximale 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, 8}	96	949
Enbridge Renewable Infrastructure Investments S.à r.l. ³	100	2 516
PennEast Pipeline Company, LLC ⁴	116	371
Rampion Offshore Wind Limited ⁵	599	650
Vector Pipeline L.P. ⁶	201	390
Autres ⁷	133	361
	1 351	5 424

- 1 Aux 31 décembre 2021 et 2020, l'exposition maximale à des pertes comprend des garanties que nous avons données à l'égard de la quote-part nous revenant dans les prélèvements que l'EDDV a faits sur une facilité de crédit bancaire.
- 2 Au 31 décembre 2021, l'exposition maximale à des pertes comprend les garanties que nous avons consenties à titre de société mère relativement à des montants engagés en lien avec les trois projets éoliens extracôtiers français 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 de 73 M\$ au 31 décembre 2021. Le 18 mars 2021, Enbridge Renewable Infrastructure Holdings S.à r.l. (« ERIH ») a conclu la vente de 49 % de sa participation dans EIH S.à r.l. à l'Office d'investissement du Régime de pensions du Canada (« Investissements RPC »).
- 3 Aux 31 décembre 2021 et 2020, l'exposition maximale à des pertes comprend les garanties que nous avons consenties à titre de société mère en lien avec le projet pour lequel 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 807 M\$ et de 904 M\$ aux 31 décembre 2021 et 2020.
- 4 Au 31 décembre 2021, l'exposition maximale à des pertes se limite à notre participation au 31 décembre 2020 et comprend les contributions restantes prévues à la coentreprise.
- 5 Aux 31 décembre 2021 et 2020, l'exposition maximale à des pertes comprend les garanties que nous avons consenties à titre de société mère à l'égard de contrats de projets pour lesquels nous serions responsables advenant un cas de défaillance mettant en cause l'EDDV visée.
- 6 Aux 31 décembre 2021 et 2020, l'exposition maximale à des pertes comprend la valeur comptable de prêts consentis à des sociétés affiliées de 80 M\$ et 84 M\$ aux 31 décembre 2021 et 2020, respectivement, ainsi que d'une facilité de crédit de 105 M\$ aux 31 décembre 2021 et 2020.
- 7 Au 31 décembre 2021, l'exposition maximale à des pertes comprend les garanties que nous avons consenties à titre de société mère en lien avec le projet pour lequel nous serions responsables advenant un cas de défaillance mettant en cause l'EDDV visée.
- 8 Au 31 décembre 2020, l'exposition maximale à des pertes comprend les garanties que nous avons consenties à titre de société mère en lien avec le projet pour lequel nous serions responsables advenant un cas de défaillance mettant en cause l'EDDV visée ainsi qu'un prêt consenti à une société affiliée d'un montant de 132 M\$ au 31 décembre 2020. Étant donné la vente de 49 % de notre participation dans EIH S.à r.l. à Investissements RPC, Éolien Maritime France SAS est comptabilisée sous EIH S.à r.l. en 2021.

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 2021 et 2020.

13. PLACEMENTS À LONG TERME

31 décembre	Participation	2021	2020
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
PARTICIPATIONS DANS DES SATELLITES			
Oléoducs			
MarEn Bakken Company LLC ¹	75,0 %	1 728	1 795
Gray Oak Holdings LLC ²	35,0 %	469	502
Seaway Crude Holdings LLC	50,0 %	2 634	2 668
Illinois Extension Pipeline Company, L.L.C. ³	65,0 %	593	623
Cactus II Pipeline, LLC ⁴	20,0 %	434	—
Autres	30,0 % - 43,8 %	71	73
Transport de gaz et services intermédiaires			
Pipeline Alliance ⁵	50,0 %	504	269
Aux Sable ⁶	42,7 % - 50,0 %	238	251
DCP Midstream, LLC ⁷	50,0 %	397	331
Gulfstream Natural Gas System, L.L.C.	50,0 %	1 180	1 175
Nexus Gas Transmission, LLC	50,0 %	1 724	1 745
PennEast Pipeline Company, LLC	20,0 %	12	116
Sabal Trail Transmission, LLC	50,0 %	1 464	1 510
Southeast Supply Header, LLC	50,0 %	82	84
Steckman Ridge, LP	50,0 %	88	90
Pipeline Vector ⁸	60,0 %	189	201
Projets extracôtiers, diverses coentreprises	22,0 % - 74,3 %	309	338
Autres	33,3 %	2	4
Distribution et stockage de gaz			
Actions ordinaires de Noverco ⁹	38,9 %	—	156
Autres	47,6 % - 50,0 %	20	13
Production d'énergie renouvelable			
EIH S.à r.l. ¹⁰	51,0 %	38	96
Enbridge Renewable Infrastructure Investments S.à r.l.	51,0 %	54	100
Rampion Offshore Wind Limited	24,9 %	450	599
NextBridge Infrastructure LP	25,0 %	186	122
Autres	12,0 % - 50,0 %	93	74
Éliminations et divers			
Autres	42,7 % - 50,0 %	23	32
AUTRES PLACEMENTS À LONG TERME			
Distribution et stockage de gaz			
Actions privilégiées de Noverco ⁹		—	567
Production d'énergie renouvelable			
Technologies nouvelles et autres		32	32
Éliminations et divers			
Autres ¹¹		310	252
		13 324	13 818

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 Détient une participation de 65 % dans Gray Oak Pipeline, LLC, ce qui se traduit par une participation effective de 22,8 % dans Gray Oak Pipeline, LLC.

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

4 En octobre 2021, nous avons acquis une participation effective de 20,0 % dans Cactus II Pipeline, LLC grâce à l'acquisition de Moda Midstream Operating, LLC. Se reporter à la note 8 – Acquisitions et cessions pour plus de détails

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

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

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

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

9 Le 30 décembre 2021, nous avons vendu notre participation de 38,9 % en actions ordinaires et privilégiées de Noverco Inc.

10 Le 18 mars 2021, nous avons vendu 49 % de EIH S. à r.l., une entité détenant notre participation de 50 % dans Éolien Maritime France SAS (« EMF »), à Investissements RPC, ce qui a donné lieu à une participation effective de 25,5 % dans EMF. Par le truchement de notre participation dans EMF, nous détenons des participations dans trois projets éoliens extracôtiers français, notamment Saint-Nazaire (25,5 %), Fécamp (17,9 %) et Calvados (21,7 %).

11 Comprend les placements détenus et évalués à la juste valeur par le biais du résultat net.

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 2021, cet écart se chiffrait à 2,5 G\$ (2,4 G\$ en 2020), dont une tranche de 730 M\$ (657 M\$ en 2020) était amortissable.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021, 2020 et 2019, les distributions reçues des participations dans des satellites se sont respectivement établies à 2,2 G\$, à 2,1 G\$ et à 2,2 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	2021	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Produits d'exploitation	19 891	13 987	15 687
Charges d'exploitation	16 514	12 223	13 153
Bénéfice	2 952	2 306	3 016
Bénéfice attribuable à Enbridge	1 711	1 136	1 503

31 décembre	2021	2020
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Actif à court terme	3 581	3 136
Actif à long terme	44 497	45 955
Passif à court terme	3 678	3 539
Passif à long terme	16 950	19 639
Participations ne donnant pas le contrôle	3 786	3 810

Noverco Inc.

Le 7 juin 2021, IPL System Inc., filiale en propriété exclusive d'Enbridge, a conclu une entente visant la vente des actions ordinaires et privilégiées constituant sa participation de 38,9 % dans Noverco à Trencap L.P. pour une contrepartie en trésorerie de 1,1 G\$.

Le 30 décembre 2021, nous avons conclu la vente de Noverco pour une contrepartie en trésorerie de 1,1 G\$. Après les ajustements de clôture, un gain sur cession de 303 M\$ avant impôts a été inclus dans le poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats de l'exercice clos le 31 décembre 2021. Noverco était auparavant comptabilisée dans notre secteur Distribution et stockage de gaz.

PERTE DE VALEUR DES SATELLITES

PennEast Pipeline Company, LLC

PennEast Pipeline Company, LLC (« PennEast »), coentreprise constituée pour aménager un pipeline de transport de gaz naturel et desservir les entreprises de production et de distribution d'électricité du sud-est de la Pennsylvanie et du New Jersey, est détenue à 20 % par Enbridge et est comptabilisée en tant que satellite. Au troisième trimestre de 2021, PennEast a déterminé que la poursuite de l'aménagement du projet n'était plus viable, et le projet a donc pris fin. Par conséquent, nous avons comptabilisé une perte de valeur durable de 111 M\$ de notre participation pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, d'après la juste valeur estimée de notre quote-part de l'actif net. La valeur comptable de cette participation aux 31 décembre 2021 et 2020 s'établissait à 12 M\$ et 116 M\$, respectivement.

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 de l'exercice clos le 31 décembre 2020, 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 2021 et 2020 s'établissait respectivement à 88 M\$ et 90 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 durant l'exercice clos le 31 décembre 2020 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 2021 et 2020 s'établissait respectivement à 82 M\$ et 84 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 liée à 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 2021 et 2020 s'établissait respectivement à 397 M\$ et 331 M\$.

Nos participations dans PennEast, Steckman, 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 2021 et 2020, nous avons des placements à long terme soumis à restrictions détenus en fiducie classés dans les éléments disponibles à la vente de 630 M\$ et de 553 M\$, respectivement. Le coût de nos titres de créance classés dans les éléments disponibles à la vente et comptabilisés dans le solde de nos placements à long terme soumis à restrictions s'établit à 383 M\$ et 322 M\$, respectivement, aux 31 décembre 2021 et 2020. Dans les « Autres passifs à long terme », aux 31 décembre 2021 et 2020, nous avons constaté des coûts futurs liés à l'abandon estimatifs respectifs de 649 M\$ et de 578 M\$ se rapportant à l'ICQF (note 7).

15. ACTIFS INCORPORELS

	Taux d'amortissement moyen pondéré	Coût	Amortis- sement cumulé	Montant net
31 décembre 2021				
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Logiciels	12,0 %	2 067	(1 148)	919
Conventions d'achat d'électricité	4,5 %	63	(21)	42
Contrat de projet ¹	4,0 %	152	(27)	125
Relations avec la clientèle	8,5 %	2 532	(215)	2 317
Autres actifs incorporels	3,9 %	475	(116)	359
En cours d'élaboration	— %	246	—	246
		5 535	(1 527)	4 008

	Taux d'amortissement moyen pondéré	Coût	Amortis- sement cumulé	Montant net
31 décembre 2020				
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Logiciels	10,5 %	2 043	(1 299)	744
Conventions d'achat d'électricité	4,5 %	63	(18)	45
Contrat de projet ¹	4,0 %	153	(21)	132
Relations avec la clientèle	5,0 %	724	(139)	585
Autres actifs incorporels	2,7 %	456	(96)	360
En cours d'élaboration	— %	214	—	214
		3 653	(1 573)	2 080

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

La charge d'amortissement des actifs incorporels a respectivement totalisé 348 M\$, 294 M\$ et 296 M\$ pour les exercices clos les 31 décembre 2021, 2020 et 2019. Notre charge d'amortissement prévue au titre des actifs incorporels existants, pour les exercices 2022 à 2026, s'élève à 492 M\$.

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 2020	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
Écart de conversion et autres éléments	(55)	(145)	—	—	(200)
Acquisition ³	268	—	19	—	287
Solde au 31 décembre 2021 ^{1, 2}	8 041	19 335	5 397	2	32 775

1 Le coût brut de l'écart d'acquisition aux 31 décembre 2021 et 2020 s'établissait à 34,4 G\$ et à 34,3 G\$, respectivement.

2 Le cumul des pertes de valeur aux 31 décembre 2021 et 2020 s'établissait à 1,6 G\$.

3 En 2021, nous avons comptabilisé un écart d'acquisition de 268 M\$ lié à l'acquisition de Moda. Pour un complément d'information, se reporter à la note 8 – Acquisitions et cessions.

17. COMPTES CRÉDITEURS ET AUTRES DETTES

31 décembre	2021	2020
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Comptes fournisseurs et charges à payer liées à l'exploitation	4 470	3 497
Dividendes à payer	1 773	1 728
Produit différé à court terme	853	978
Montants à payer liés à la construction et retenues de garantie d'entrepreneurs	844	855
Passifs dérivés à court terme (note 24)	717	896
Impôts exigibles	478	622
Autres	632	652
	9 767	9 228

18. DETTE

31 décembre	Taux d'intérêt moyen pondéré ⁹	Échéance	2021	2020
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc.				
Billets de premier rang en dollars US	3,2 %	2022 - 2051	10 992	8 536
Billets à moyen terme	3,9 %	2022 - 2064	8 123	8 323
Obligations liées à la durabilité	1,1 %	2033	2 363	—
Billets à terme subordonnés à taux fixe-fixe ¹	5,8 %	2080	1 263	1 274
Billets à terme subordonnés à taux fixe-variable ²	5,8 %	2023 - 2028	6 442	6 477
Billets à taux variable ³		2022 - 2023	1 579	956
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	1,0 %	2022 - 2026	7 837	8 719
Autres ⁴			5	5
Enbridge (U.S.) Inc.				
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	0,4 %	2023 - 2026	4 845	492
Autres ⁴			7	7
Enbridge Energy Partners, L.P.				
Billets de premier rang	6,5 %	2025 - 2045	3 095	3 886
Enbridge Gas Inc.				
Billets à moyen terme	3,8 %	2022 - 2051	9 010	8 485
Débetures	9,1 %	2024 - 2025	210	210
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	0,5 %	2023	1 515	1 121
Enbridge Pipelines (Southern Lights) L.L.C.				
Billets de premier rang	4,0 %	2040	949	1 038
Pipelines Enbridge Inc.				
Billets à moyen terme ⁵	4,0 %	2022 - 2051	5 575	4 775
Débetures	8,2 %	2024	200	200
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	0,7 %	2023	667	1 278
Enbridge Southern Lights LP				
Billets de premier rang	4,0 %	2040	240	257
Spectra Energy Capital, LLC				
Billets de premier rang	7,0 %	2032 - 2038	218	220
Spectra Energy Partners, LP				
Billets de premier rang	3,9 %	2022 - 2048	8 451	8 332
Westcoast Energy Inc.				
Billets à moyen terme	4,5 %	2022 - 2041	1 475	1 625
Débetures	8,1 %	2025 - 2026	275	275
Ajustement de juste valeur			667	750
Autres ⁶			(363)	(344)
Total de la dette ⁷			75 640	66 897
Partie à court terme			(6 164)	(2 957)
Emprunts à court terme ⁸			(1 515)	(1 121)
Dettes à long terme			67 961	62 819

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 évaluer 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 et au taux de financement à un jour garanti (le « taux SOFR ») majoré de 40 points de base.

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

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 36 G\$ et 31 G\$ US en 2021; 35 G\$ et 24 G\$ US en 2020. 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 0,5 % au 31 décembre 2021 (0,3 % en 2020).

9 Calculé d'après les soldes en cours au 31 décembre 2021 pour les billets à terme, les débetures, les billets de trésorerie et les prélèvements sur les facilités de crédit.

Au 31 décembre 2021, 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 2021.

	Échéance ¹	Total des facilités	Prélèvements ²	Montant disponible
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc.	2022-2026	9 137	7 837	1 300
Enbridge (U.S.) Inc.	2023-2026	6 948	4 845	2 103
Pipelines Enbridge Inc.	2023	3 000	667	2 333
Enbridge Gas Inc.	2023	2 000	1 515	485
Total des facilités de crédit engagées		21 085	14 864	6 221

¹ La date d'échéance tient compte de l'option de conversion en emprunt à terme d'un an pour certaines facilités de crédit.

² Compte tenu des montants prélevés sur les facilités et des émissions de billets de trésorerie qui sont garantis par des facilités de crédit.

Le 10 février 2021, Enbridge Inc. a conclu avec un syndicat de prêteurs une facilité de crédit liée à la durabilité renouvelable et prorogable d'une durée de trois ans d'un montant de 1,0 G\$ et, au même moment, a annulé sa facilité de crédit renouvelable consortiale d'un an de 3,0 G\$.

Le 25 février 2021, deux emprunts à terme libellés en dollars américains totalisant 500 M\$ US ont été remboursés à même le produit de l'émission de billets à taux variable.

Les 22 et 23 juillet 2021, nous avons prorogé jusqu'en juillet 2026 un montant d'environ 8,0 G\$ sur nos facilités de crédit de cinq ans. Nous avons également prorogé jusqu'en juillet 2022 un montant d'environ 10,0 G\$ sur nos facilités de crédit prorogables de 364 jours, y compris une option de conversion en emprunt à terme d'un an jusqu'en juillet 2023.

Le 10 février 2022, nous avons prorogé jusqu'à juillet 2025 notre facilité de crédit liée à la durabilité de trois ans d'un montant de 1,0 G\$.

Outre les facilités de crédit engagées susmentionnées, nous conservons des facilités de crédit à vue non engagées de 1,3 G\$, sur lesquelles un montant de 854 M\$ était inutilisé au 31 décembre 2021. Au 31 décembre 2020, nous détenions des facilités de crédit à vue non engagées de 849 M\$, sur lesquelles un montant de 533 M\$ était inutilisé.

Nos facilités de crédit sont assujetties à une commission d'engagement moyenne pondérée de 0,1 % par an sur la tranche inutilisée. Les montants prélevés portent intérêt aux taux en vigueur sur le marché. Certaines facilités de crédit servent de filet de sécurité aux billets de trésorerie, et nous pouvons proroger les échéances de ces facilités de crédit, qui s'échelonnent actuellement de 2022 à 2026.

Aux 31 décembre 2021 et 2020, 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 11,3 G\$ et 9,9 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 2021, nous avons émis les titres de créance à long terme ci-après totalisant 3,9 G\$ US et 3,2 G\$.

Société	Date d'émission		Montant du capital
<i>(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)</i>			
Enbridge Inc.			
	Février 2021	Billets de premier rang à taux variable échéant en février 2023 ¹	500 \$ US
	Juin 2021	Billets de premier rang liés à la durabilité à 2,50 % échéant en août 2033	1 000 \$ US
	Juin 2021	Billets de premier rang à 3,40 % échéant en août 2051	500 \$ US
	Septembre 2021	Billets à moyen terme liés à la durabilité à 3,10 % échéant en septembre 2033	1 100 \$
	Septembre 2021	Billet à moyen terme à 4,10 % échéant en septembre 2051	400 \$
	Octobre 2021	Billets de premier rang à 0,55 % échéant en octobre 2023	500 \$ US
	Octobre 2021	Billets de premier rang à 1,60 % échéant en octobre 2026	500 \$ US
	Octobre 2021	Billets de premier rang à 3,40 % échéant en août 2051	500 \$ US
Enbridge Gas Inc.			
	Septembre 2021	Billets à moyen terme à 2,35 % échéant en septembre 2031	475 \$
	Septembre 2021	Billets à moyen terme à 3,20 % échéant en septembre 2051	425 \$
Pipelines Enbridge Inc.			
	Mai 2021	Billets à moyen terme à 2,82 % échéant en mai 2031	400 \$
	Mai 2021	Billets à moyen terme à 4,20 % échéant en mai 2051	400 \$
Spectra Energy Partners, LP			
	Septembre 2021	Billets de premier rang à 2,50 % échéant en septembre 2031 ²	400 \$ US

¹ Les billets portent intérêt à un taux égal au taux SOFR majoré de 40 points de base.

² Émis par l'entremise de Texas Eastern, filiale en propriété exclusive en exploitation de SEP.

Le 19 janvier 2022, nous avons réalisé un placement privé de billets subordonnés à taux fixe-fixe non rachetables d'une durée de 10 ans et échéant le 19 janvier 2032 d'un montant de 750 M\$. Le produit net de ce placement sera affecté au remboursement à leur valeur nominale des actions privilégiées de série 17 le 1^{er} mars 2022.

REMBOURSEMENT DE TITRES DE CRÉANCE À LONG TERME

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, nous avons remboursé les titres de créance à long terme ci-après totalisant 1,1 G\$ et 914 M\$ US.

Société	Date de remboursement		Montant du capital
<i>(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)</i>			
Enbridge Inc.	Février 2021	Billets à moyen terme à 4,26 %	200 \$
	Mars 2021	Billets à moyen terme à 3,16 %	400 \$
Enbridge Energy Partners, L.P.	Juin 2021	Billets de premier rang à 4,20 %	600 \$ US
Enbridge Gas Inc.	Mai 2021	Billets à moyen terme à 2,76 %	200 \$
	Décembre 2021	Billets à moyen terme à 4,77 %	175 \$
Enbridge Pipelines (Southern Lights) L.L.C.	Juin et décembre 2021	Billets de premier rang à 3,98 %	64 \$ US
Enbridge Southern Lights LP	Juin et décembre 2021	Billets de premier rang à 4,01 %	16 \$
Spectra Energy Partners, LP	Mars 2021	Billets de premier rang à 4,60 %	250 \$ US
Westcoast Energy Inc.	Octobre 2021	Billets à moyen terme à 3,88 %	150 \$

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 2021, nous respectons toutes les dispositions et clauses relatives à notre dette.

CHARGE D'INTÉRÊTS

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Débitures et billets à terme	2 850	2 913	2 783
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	70	123	273
Amortissement de l'ajustement de la juste valeur	(50)	(54)	(67)
Intérêts capitalisés	(215)	(192)	(326)
	2 655	2 790	2 663

19. OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Nos OMHS ont principalement trait à la mise hors service de pipelines et d'actifs de production d'énergie renouvelable, à des obligations liées aux ententes de droit de passage et à des baux contractuels pour l'utilisation des terrains.

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 0,9 % à 9,0 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (de 1,8 % à 9,0 % en 2020).

Le tableau ci-après présente le rapprochement des variations de nos OMHS :

31 décembre	2021	2020
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Obligations au début de l'exercice	496	520
Passifs sortis	—	—
Passifs engagés	—	—
Passifs réglés	(67)	(30)
Changement d'estimation et autres	70	—
Écart de conversion	(3)	(6)
Charge de désactualisation	6	12
Obligations à la fin de l'exercice	502	496
Présentées comme suit :		
Comptes créditeurs et autres dettes	160	56
Autres passifs à long terme	342	440
	502	496

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 consolidés de la situation financière.

31 décembre	2021	2020
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Algonquin Gas Transmission, L.L.C	377	384
Maritimes & Northeast Pipeline, L.L.C	546	558
Actifs de production d'énergie renouvelable	1 503	1 646
Westcoast Energy Inc. ¹	116	408
	2 542	2 996

¹ Compte tenu d'actions privilégiées rachetables à dividende cumulatif d'un total de néant et de 12 millions, respectivement, aux 31 décembre 2021 et 2020.

Rachat des actions privilégiées de Westcoast Energy Inc.

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 \$ l'action de série 7 et de 25 \$ 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 15 janvier 2021, Westcoast a racheté ses actions privilégiées de premier rang rachetables au taux minimal révisé tous les cinq ans et à dividende cumulatif 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.

Le 15 octobre 2021, Westcoast a racheté ses actions privilégiées de premier rang rachetables au taux minimal révisé tous les cinq ans et à dividende cumulatif de série 12 pour une valeur nominale de 300 M\$. Par conséquent, nous avons comptabilisé une réduction de 293 M\$, qui correspond à la valeur nominale diminuée des coûts d'émission, dans les participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

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	2021		2020		2019	
	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	2 026	64 768	2 025	64 746	2 022	64 677
Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	—	31	1	22	3	69
Solde à la fin de l'exercice	2 026	64 799	2 026	64 768	2 025	64 746

ACTIONS PRIVILÉGIÉES

31 décembre	2021		2020		2019	
	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 %	—	25 \$	1 ^{er} juin 2022	Série B
Actions privilégiées, série C ⁵			25 \$	1 ^{er} mars 2023	Série E
Actions privilégiées, série D	4,46 %	1,11500 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2023	Série G
Actions privilégiées, série F	4,69 %	1,17224 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2023	Série I
Actions privilégiées, série H	4,38 %	1,09400 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2022	Série K
Actions privilégiées, série J	4,89 %	1,22160 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} septembre 2022	Série M
Actions privilégiées, série L	4,96 %	1,23972 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} décembre 2023	Série O
Actions privilégiées, série N	5,09 %	1,27152 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2024	Série Q
Actions privilégiées, série P	4,38 %	1,09476 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2024	Série S
Actions privilégiées, série R	4,07 %	1,01825 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2023	Série 2
Actions privilégiées, série 1	5,95 %	1,48728 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} septembre 2024	Série 4
Actions privilégiées, série 3	3,74 %	0,93425 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2024	Série 6
Actions privilégiées, série 5	5,38 %	1,34383 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} mars 2024	Série 8
Actions privilégiées, série 7	4,45 %	1,11224 \$	25 \$	1 ^{er} décembre 2024	Série 10
Actions privilégiées, série 9	4,10 %	1,02424 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2025	Série 12
Actions privilégiées, série 11	3,94 %	0,98452 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2025	Série 14
Actions privilégiées, série 13	3,04 %	0,76076 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2025	Série 16
Actions privilégiées, série 15	2,98 %	0,74576 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2022	Série 18
Actions privilégiées, série 17	5,15 %	1,28750 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2023	Série 20
Actions privilégiées, série 19	4,90 %	1,22500 \$	25 \$		

- 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 trois 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 0,15349 \$ à 0,15501 \$ le 1^{er} mars 2021, a augmenté pour passer de 0,15501 \$ à 0,15753 \$ le 1^{er} juin 2021, a augmenté pour passer de 0,15753 \$ à 0,16081 \$ le 1^{er} septembre 2021 et a diminué pour passer de 0,16081 \$ à 0,15719 \$ le 1^{er} décembre 2021, en raison du rajustement chaque trimestre après l'émission des actions visées.

RACHAT D' ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Nous avons l'intention d'exercer notre droit de racheter la totalité de nos actions privilégiées rachetables au taux minimal révisé et à dividende cumulatif de série 17, le 1^{er} mars 2022, au prix de 25 \$ par action de série 17, y compris tous les dividendes cumulés et non versés, le cas échéant.

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 trois régimes de rémunération incitative à long terme : le régime OAAI, le régime UAFR et le régime UAR. La charge de rémunération à base d'actions comptabilisée pour les exercices clos les 31 décembre 2021, 2020 et 2019 a respectivement totalisé 157 M\$, 145 M\$ et 117 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'acquièrent en tranches annuelles égales sur quatre ans et les options échoient dix ans après leur date d'attribution.

31 décembre 2021	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	35 494	48,65		
Options attribuées	4 072	43,86		
Options exercées ¹	(4 142)	41,85		
Options annulées ou échues	(1 407)	50,74		
Options en cours à la fin de l'exercice	34 017	49,28	5,7	128
Options acquises à la fin de l'exercice ²	22 029	49,84	4,5	64

1 La valeur intrinsèque totale des OAAI exercées au cours des exercices clos les 31 décembre 2021, 2020 et 2019 s'est respectivement élevée à 24 M\$, à 13 M\$ et à 58 M\$, et la trésorerie reçue à l'exercice d'options a respectivement atteint 2 M\$, 4 M\$ et 1 M\$.

2 La juste valeur totale des options exercées au cours des exercices clos les 31 décembre 2021, 2020 et 2019 aux termes du régime OAAI s'est respectivement élevée à 25 M\$, à 30 M\$ et à 32 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	2021	2020	2019
Juste valeur, par option (en dollars canadiens) ¹	4,10	4,01	4,37
Hypothèses servant à l'évaluation			
Durée prévue des options (en années) ²	6	6	5
Volatilité prévue ³	25,5 %	18,3 %	19,9 %
Taux de rendement prévu de l'action ⁴	7,6 %	5,9 %	6,1 %
Taux d'intérêt sans risque ⁵	0,7 %	1,3 %	2,0 %

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 2021, 2020 et 2019, les justes valeurs par option se sont établies respectivement à 3,91 \$, à 3,75 \$ et à 4,04 \$ pour les salariés au Canada et à 3,65 \$ US, à 3,62 \$ US et à 4,09 \$ 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 2021, 2020 et 2019 s'est établie, respectivement, à 16 M\$, à 24 M\$ et à 32 M\$. Au 31 décembre 2021, 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 11 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 par action, 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 2021, un coefficient a été utilisé pour déterminer les attributions aux termes des UAFR de chaque exercice, soit 0,5 pour les UAFR de 2021, 0,5 pour les UAFR de 2020 et 1,3 pour les UAFR de 2019.

	Nombre	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années)	Valeur intrinsèque totale
31 décembre 2021			
(unités en milliers; valeur intrinsèque en millions de dollars canadiens)			
Unités en circulation au début de l'exercice	3 056		
Unités attribuées	1 895		
Unités annulées	(76)		
Unités arrivées à échéance ¹	(1 664)		
Réinvestissement de dividendes	218		
Unités en circulation à la fin de l'exercice	3 429	1,1	181

1 Le montant total payé pour les exercices clos les 31 décembre 2021, 2020 et 2019 au titre des UAFR s'est élevé, respectivement, à 70 M\$, à 14 M\$ et à 19 M\$.

La charge de rémunération inscrite au titre des UAFR pour les exercices clos les 31 décembre 2021, 2020 et 2019 s'est établie, respectivement, à 56 M\$, à 76 M\$ et à 40 M\$. Au 31 décembre 2021, la charge de rémunération non comptabilisée liée aux UAFR non encore acquises s'établissait à 31 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 qui deviennent acquises en tranches égales au premier, au deuxième et au troisième anniversaires de la date d'attribution. Des attributions réglées en actions sont remises à certains membres de la haute direction au terme d'une période de trois ans. Les détenteurs d'UAR reçoivent un montant en espèces ou des actions correspondant au cours moyen pondéré des actions pendant les 20 jours précédant l'échéance de l'attribution, multiplié par le nombre d'unités en circulation à la date d'échéance.

	Nombre	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années)	Valeur intrinsèque totale
31 décembre 2021			
<i>(unités en milliers; valeur intrinsèque en millions de dollars canadiens)</i>			
Unités en circulation au début de l'exercice	2 453		
Unités attribuées	1 514		
Unités annulées	(75)		
Unités arrivées à échéance ¹	(1 433)		
Réinvestissement de dividendes	246		
Unités en circulation à la fin de l'exercice	2 705	1,1	129

¹ Le montant total payé au cours des exercices clos les 31 décembre 2021, 2020 et 2019 au titre des UAR s'est élevé, respectivement, à 72 M\$, à 27 M\$ et à 34 M\$.

La charge de rémunération inscrite à l'égard des UAR pour les exercices clos les 31 décembre 2021, 2020 et 2019 s'est établie, respectivement, à 85 M\$, à 44 M\$ et à 41 M\$. Au 31 décembre 2021, la charge de rémunération non comptabilisée relative à l'attribution d'UAR encore non acquises s'établissait à 62 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 2021, 2020 et 2019 :

	Couvertures de flux de trésorerie	Composantes des couvertures de juste valeur non prises en compte	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 2021	(1 326)	5	(215)	568	66	(499)	(1 401)
Autres éléments du résultat global conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	238	(5)	49	(492)	(12)	520	298
Autres éléments du résultat global reclassés dans le bénéfice							
Contrats de taux d'intérêt ¹	296	—	—	—	—	—	296
Contrats sur marchandises ²	1	—	—	—	—	—	1
Contrats de change ³	5	—	—	—	—	—	5
Autres contrats ⁴	2	—	—	—	—	—	2
Cession d'une participation dans un satellite	—	—	—	—	(66)	—	(66)
Amortissement de la perte actuarielle au titre des prestations de retraite et des ACR et des coûts des services passés ⁵	—	—	—	—	—	28	28
Autres	17	—	—	(20)	3	—	—
	559	(5)	49	(512)	(75)	548	564
Incidence fiscale							
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	(61)	—	—	—	—	(126)	(187)
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice	(69)	—	—	—	4	(7)	(72)
	(130)	—	—	—	4	(133)	(259)
Solde au 31 décembre 2021	(897)	—	(166)	56	(5)	(84)	(1 096)

	Couvertures de flux de trésorerie	Composantes des couvertures de juste valeur non prises en compte	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 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'investis- sement net	Écart de conversion cumulatif	Satellites	Ajustement au titre des prestations de retraite et des ACR	Total	
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Solde au 1 ^{er} janvier 2019		(770)	(598)	4 323	34	(317)	2 672
Autres éléments du résultat global conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global		(599)	320	(2 927)	34	(124)	(3 296)
Autres éléments du résultat global reclassés dans le bénéfice							
Contrats de taux d'intérêt ¹		157	—	—	—	—	157
Contrats sur marchandises ²		(1)	—	—	—	—	(1)
Contrats de change ³		5	—	—	—	—	5
Autres contrats ⁴		(3)	—	—	—	—	(3)
Amortissement de la perte actuarielle au titre des prestations de retraite et des ACR et des coûts des services passés ⁵		—	—	—	—	17	17
		(441)	320	(2 927)	34	(107)	(3 121)
Incidence fiscale							
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global		169	(39)	—	6	28	164
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice		(31)	—	—	—	(4)	(35)
		138	(39)	—	6	24	129
Autres		—	—	—	(7)	55	48
Solde au 31 décembre 2019		(1 073)	(317)	1 396	67	(345)	(272)

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 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.

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 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 3,9 %.

Nous sommes exposés aux fluctuations de la juste valeur des titres de créance à taux fixe qui surviennent en raison des variations des taux d'intérêt du marché. Nous utilisons des swaps taux variable-taux fixe, selon le cas, comme couverture contre les fluctuations futures de la juste valeur des titres de créance à taux fixe, afin de limiter l'incidence des fluctuations de la juste valeur à l'aide de swaps taux fixe-taux variable. Au 31 décembre 2021, 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 un programme comprenant certaines de nos filiales 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 2,0 %.

Risque lié au prix des marchandises

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

Risque sur le cours des actions

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

TOTAL DES INSTRUMENTS DÉRIVÉS

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

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

Le tableau ci-après présente le montant maximal du règlement qui pourrait être reçu advenant ces circonstances particulières. Tous les montants bruts sont présentés dans les états consolidés de la situation financière.

	Instruments dérivés utilisés comme couvertures de flux de trésorerie	Instruments dérivés utilisés comme couvertures d'investis- sement 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 2021							
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Comptes débiteurs et autres créances							
Contrats de change	—	—	—	259	259	(41)	218
Contrats de taux d'intérêt	64	—	—	—	64	—	64
Contrats sur marchandises	—	—	—	204	204	(129)	75
Autres contrats	—	—	—	2	2	—	2
	64	—	—	465	529	(170)	359
Montants reportés et autres actifs							
Contrats de change	—	—	—	240	240	(61)	179
Contrats de taux d'intérêt	88	—	—	—	88	(1)	87
Contrats sur marchandises	—	—	—	29	29	(13)	16
Autres contrats	—	—	—	3	3	—	3
	88	—	—	272	360	(75)	285
Comptes créditeurs et autres dettes							
Contrats de change	(15)	—	(112)	(176)	(303)	41	(262)
Contrats de taux d'intérêt	(150)	—	—	—	(150)	—	(150)
Contrats sur marchandises	(14)	—	—	(250)	(264)	129	(135)
Autres contrats	—	—	—	—	—	—	—
	(179)	—	(112)	(426)	(717)	170	(547)
Autres passifs à long terme							
Contrats de change	—	—	—	(423)	(423)	61	(362)
Contrats de taux d'intérêt	(1)	—	—	(23)	(24)	1	(23)
Contrats sur marchandises	(17)	—	—	(67)	(84)	13	(71)
Autres contrats	—	—	—	—	—	—	—
	(18)	—	—	(513)	(531)	75	(456)
Total des actifs (passifs) dérivés, montant net							
Contrats de change	(15)	—	(112)	(100)	(227)	—	(227)
Contrats de taux d'intérêt	1	—	—	(23)	(22)	—	(22)
Contrats sur marchandises	(31)	—	—	(84)	(115)	—	(115)
Autres contrats	—	—	—	5	5	—	5
	(45)	—	(112)	(202)	(359)	—	(359)

31 décembre 2020	Instruments dérivés utilisés comme couvertures de flux de trésorerie	Instruments dérivés utilisés comme couvertures d'investis- sement 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
<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)	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)

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

Aux 31 décembre	2021					Par la suite	2020	
	2022	2023	2024	2025	2026		Total	Total
Contrats de change – contrats à terme en dollars américains – achat <i>(en millions de dollars américains)</i>	2 508	—	—	—	—	—	2 508	3 522
Contrats de change – contrats à terme en dollars américains – vente <i>(en millions de dollars américains)</i>	9 245	5 596	4 346	3 174	2 574	492	25 427	17 859
Contrats de change – contrats à terme en livres sterling – vente <i>(en millions de livres sterling)</i>	28	29	30	30	28	32	177	265
Contrats de change – contrats à terme en euros – vente <i>(en millions d'euros)</i>	104	92	91	86	85	343	801	885
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>	395	47	35	30	26	64	597	4 635
Contrats de taux d'intérêt – taux fixe à payer à long terme <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	2 363	1 784	1 132	—	—	—	5 279	5 396
Contrats sur actions <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	20	26	21	—	—	—	67	62
Contrats sur marchandises – gaz naturel <i>(en milliards de pieds cubes)</i>	165	18	5	11	—	—	199	173
Contrats sur marchandises – pétrole brut <i>(en millions de barils)</i>	12	—	—	—	—	—	12	15
Contrats sur marchandises – électricité <i>(en mégawattheures (« MWh »))</i>	(43)	(43)	(43)	(43)	—	—	(43) ¹	(35) 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.

	2021	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Montant des gains (pertes) latents comptabilisés dans les autres éléments du résultat global			
Couvertures de flux de trésorerie			
Contrats de change	(29)	(1)	(19)
Contrats de taux d'intérêt	252	(595)	(559)
Contrats sur marchandises	(28)	2	(25)
Autres contrats	1	(3)	10
Couvertures de juste valeur			
Contrats de change	(5)	5	—
Couvertures d'investissement net			
Contrats de change	—	13	2
	191	(579)	(591)
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	296	253	157
Contrats sur marchandises ³	1	—	(1)
Autres contrats ⁴	2	(2)	(3)
	304	256	158

1 Comptabilisés au poste « Transport et autres services » dans les produits et au poste « Gain 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 47 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 2021, 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	2021	2020
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Gain (perte) latent sur dérivé	8	(116)
Gain (perte) latent sur élément couvert	(15)	133
Perte réalisée sur dérivé	(41)	(12)
Gain réalisé sur élément couvert	45	—

Dérivés non admissibles

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

Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	2021	2020	2019
Contrats de change ¹	92	902	1 626
Contrats de taux d'intérêt ²	2	(25)	178
Contrats sur marchandises ³	71	(114)	(62)
Autres contrats ⁴	8	(7)	9
Total des gains (pertes) latents liés à la variation de la juste valeur des dérivés, montant net	173	756	1 751

1 Pour les exercices indiqués, comptabilisés au poste « Transport et autres services » dans les produits (gain de 98 M\$ en 2021; gain de 533 M\$ en 2020; gain de 930 M\$ en 2019) et au poste « Gain de change net » (perte de 6 M\$ en 2021; gain de 369 M\$ en 2020; gain de 696 M\$ en 2019) 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 (gain de 9 M\$ en 2021; perte de 2 M\$ en 2020; perte de 26 M\$ en 2019), au poste « Ventes de marchandises » (gain de 160 M\$ en 2021; perte de 321 M\$ en 2020; perte de 544 M\$ en 2019), au poste « Coûts des marchandises » (perte de 105 M\$ en 2021; gain de 207 M\$ en 2020; gain de 459 M\$ en 2019) et au poste « Exploitation et administration » dans les charges (gain de 7 M\$ en 2021; gain de 2 M\$ en 2020; gain de 49 M\$ en 2019) 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 2021. 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	2021	2020
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Institutions financières au Canada	424	481
Institutions financières aux États-Unis	130	99
Institutions financières en Europe	181	28
Institutions financières en Asie	30	167
Autres ¹	122	97
	887	872

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 2021, 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 2021 et 2020.

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 :

31 décembre 2021	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	—	259	—	259
Contrats de taux d'intérêt	—	64	—	64
Contrats sur marchandises	38	71	95	204
Autres contrats	—	2	—	2
	38	396	95	529
Actifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	240	—	240
Contrats de taux d'intérêt	—	88	—	88
Contrats sur marchandises	—	21	8	29
Autres contrats	—	3	—	3
	—	352	8	360
Passifs financiers				
Passifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	(303)	—	(303)
Contrats de taux d'intérêt	—	(150)	—	(150)
Contrats sur marchandises	(52)	(66)	(146)	(264)
Autres contrats	—	—	—	—
	(52)	(519)	(146)	(717)
Passifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	(423)	—	(423)
Contrats de taux d'intérêt	—	(24)	—	(24)
Contrats sur marchandises	—	(19)	(65)	(84)
Autres contrats	—	—	—	—
	—	(466)	(65)	(531)
Total des actifs (passifs) financiers, montant net				
Contrats de change	—	(227)	—	(227)
Contrats de taux d'intérêt	—	(22)	—	(22)
Contrats sur marchandises	(14)	7	(108)	(115)
Autres contrats	—	5	—	5
	(14)	(237)	(108)	(359)

31 décembre 2020	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	—	180	—	180
Contrats de taux d'intérêt	—	—	—	—
Contrats sur marchandises	43	33	67	143
Autres contrats	—	—	—	—
	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
Autres contrats	—	—	—	—
	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)
Autres contrats	—	—	—	—
	(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)

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 2021	Juste valeur	Données non observables	Prix minimum	Prix maximum	Prix moyen pondéré	Unité de mesure
<i>(juste valeur en millions de dollars canadiens)</i>						
Contrats sur marchandises – financiers¹						
Gaz naturel	(19)	Prix à terme du gaz	3,12	9,05	4,49	dollars par MBTU ²
Pétrole brut	3	Prix à terme du brut	76,02	98,99	91,73	dollars par baril
Électricité	(60)	Prix à terme de l'électricité	31,00	125,13	76,23	dollars par MWh
Contrats sur marchandises – avec livraison physique¹						
Gaz naturel	(56)	Prix à terme du gaz	2,65	9,25	4,63	dollars par MBTU ²
Pétrole brut	24	Prix à terme du brut	68,66	97,00	87,97	dollars par baril
	(108)					

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 <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	2021	2020
Montant net des passifs dérivés de niveau 3 au début de la période	(191)	(69)
Total des gains (pertes)		
Compris dans le résultat ¹	(39)	(123)
Compris dans les autres éléments du résultat global	(29)	2
Règlements	151	(1)
Montant net des passifs dérivés de niveau 3 à la fin de la période	(108)	(191)

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 2021 et 2020.

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 2021 et 2020, nous avons constaté, respectivement, des gains de change latent de 49 M\$ et de 117 M\$ à la conversion de la dette libellée en dollars américains, ainsi que des gains latents sur la variation de la juste valeur de nos contrats de change à terme en vigueur de néant et de 13 M\$, respectivement, dans les autres éléments du résultat global. Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020, nous avons constaté dans les autres éléments du résultat global des pertes réalisées de néant et de 15 M\$, respectivement, relativement au règlement des contrats de change à terme. Aucun gain ni aucune perte relativement au règlement de la dette libellée en dollars américains arrivée à échéance durant la période n'a été comptabilisé dans les autres éléments du résultat global pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020.

JUSTE VALEUR D'AUTRES INSTRUMENTS FINANCIERS

Certains 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 totalisait 52 M\$ aux 31 décembre 2021 et 2020.

Nous avons des placements à long terme soumis à restrictions détenus en fiducie totalisant respectivement 630 M\$ et 553 M\$ aux 31 décembre 2021 et 2020 qui sont comptabilisés à leur juste valeur.

Aux 31 décembre 2021 et 2020, la valeur comptable de notre dette à long terme était, respectivement, de 74,4 G\$ et de 66,1 G\$, avant les frais d'émission de la dette, et sa juste valeur était, respectivement, de 82,0 G\$ et de 75,1 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 2021 et 2020, les billets à recevoir à long terme avaient une valeur comptable respective de 1,0 G\$ et de 1,1 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)	2021	2020	2019
Bénéfice avant impôts	7 729	4 190	7 535
Taux d'imposition réglementaire fédéral du Canada	15 %	15 %	15 %
Impôts prévus au taux réglementaire fédéral	1 159	629	1 130
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :			
Impôts des provinces et des États sur les bénéficiaires ¹	228	288	415
Écarts des taux réglementaires et des taux d'imposition à l'étranger ²	134	(53)	129
Incidences du traitement comptable s'appliquant aux activités à tarifs réglementés ³	(139)	(145)	(63)
Montant déductible des frais d'intérêts à l'étranger ⁴	—	(4)	(29)
Impôt de la Partie VI.1, moins la déduction pour l'impôt de la partie I ⁵	73	76	78
Impôt minimal des États-Unis ⁶	—	44	67
Partie non imposable du gain à la vente d'un placement ⁷	(23)	—	—
Provision pour moins-value ⁸	5	(6)	26
Placements intersociétés ⁹	—	—	(14)
Participations ne donnant pas le contrôle	(17)	(8)	(13)
Autres	(5)	(47)	(18)
Charge d'impôts	1 415	774	1 708
Taux d'imposition effectif	18,3 %	18,5 %	22,7 %

1 La variation des impôts des provinces et des États entre 2020 et 2021 reflète l'incidence de l'imputation d'impôts étatiques et de modifications des taux d'imposition aux États-Unis et au Canada en 2020, ces facteurs ayant été contrebalancés par l'augmentation du bénéfice d'exploitation aux États-Unis et au Canada en 2021.

2 La variation des écarts des taux réglementaires et des taux d'imposition à l'étranger de 2020 à 2021 tient compte de l'augmentation du bénéfice aux États-Unis, annulée en partie par les avantages de taux plus élevés liés aux établissements étrangers.

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 de 2019 à 2021 est attribuable à la variation du portefeuille de prêts s'y rattachant.

5 L'impôt relatif à la Partie VI.1 est un impôt prélevé sur les dividendes sur actions privilégiées versés au Canada.

6 Aucun impôt minimal des États-Unis n'a été comptabilisé en 2021 en raison de pertes fiscales découlant de l'amortissement fiscal supplémentaire.

7 Le montant pour 2021 tient compte de l'incidence au fédéral du gain à la vente de notre participation dans Noverco.

8 L'augmentation en 2021 est attribuable à la composante fédérale de l'incidence fiscale d'une provision pour moins-value sur les actifs d'impôts reportés supplémentaires dont la réalisation n'est pas plus probable qu'improbable.

9 Le montant de 2019 correspond à la composante fédérale du changement d'assertion concernant le mode de recouvrement des placements intersociétés, de sorte qu'il a fallu comptabiliser un impôt reporté en excédent des écarts temporaires pour la LRMA.

COMPOSANTES DU BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS ET DES IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2021	2020	2019
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices			
Canada	3 399	2 789	3 560
États-Unis	3 336	407	3 115
Autres	994	994	860
	7 729	4 190	7 535
Impôts exigibles			
Canada	162	165	347
États-Unis	80	64	107
Autres	82	98	98
	324	327	552
Impôts reportés			
Canada	344	378	490
États-Unis	741	66	672
Autres	6	3	(6)
	1 091	447	1 156
Charge d'impôts	1 415	774	1 708

COMPOSANTES DES IMPÔTS REPORTÉS

Des actifs et passifs d'impôts reportés sont comptabilisés au titre des conséquences fiscales futures des différences entre la valeur comptable des actifs et des passifs et leur valeur fiscale. Les principales composantes des actifs et passifs d'impôts reportés s'établissent comme suit :

31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2021	2020
Passifs d'impôts reportés		
Immobilisations corporelles	(8 721)	(7 786)
Placements	(6 097)	(4 649)
Actifs réglementaires	(1 245)	(1 156)
Autres	(208)	(127)
Total des passifs d'impôts reportés	(16 271)	(13 718)
Actifs d'impôts reportés		
Instruments financiers	315	518
Régimes de retraite et d'ACR	110	251
Report en avant de pertes	3 081	2 005
Autres	1 648	1 461
Total des actifs d'impôts reportés	5 154	4 235
Moins la provision pour moins-value	(84)	(79)
Total des actifs d'impôts reportés, montant net	5 070	4 156
Passifs d'impôts reportés, montant net	(11 201)	(9 562)
Montants présentés comme suit :		
Total des actifs d'impôts reportés	488	770
Total des passifs d'impôts reportés	(11 689)	(10 332)
Passifs d'impôts reportés, montant net	(11 201)	(9 562)

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.

Au 31 décembre 2021, nous avons comptabilisé une économie au titre des reports en avant de pertes fiscales inutilisées au Canada de 1,9 G\$ (de 2,6 G\$ en 2020), qui commencent à expirer à compter de 2026.

Au 31 décembre 2021, nous avons comptabilisé une économie au titre des reports en avant de pertes fiscales inutilisées aux États-Unis de 11,0 G\$ (de 5,8 G\$ en 2020). Des reports en avant de pertes fiscales inutilisées de 3,5 G\$ (2,4 G\$ en 2020) commencent à expirer en 2023, et des reports en avant de pertes fiscales inutilisées de 7,5 G\$ (3,4 G\$ en 2020) n'ont pas de date d'expiration.

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 4,3 G\$ et à 5,5 G\$ aux 31 décembre 2021 et 2020. 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 2012 à 2021 et par les autorités fiscales américaines pour les années d'imposition 2018 à 2021. Pour l'heure, nous faisons l'objet d'un examen fiscal au Canada pour les années d'imposition 2014 à 2018. 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	2021	2020
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	121	129
Augmentations brutes des positions fiscales de l'exercice	1	1
Diminutions brutes des positions fiscales de l'exercice antérieur	(26)	(1)
Variation des taux de change	(1)	(3)
Expiration du délai de prescription	(19)	(5)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	76	121

Si elles étaient comptabilisées, les économies d'impôts non comptabilisées au 31 décembre 2021 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 2021 et 2020 reflètent respectivement une économie de 5 M\$ et une charge de 3 M\$. Aux 31 décembre 2021 et 2020, des intérêts et des pénalités à payer totalisant respectivement 12 M\$ et 17 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	
	2021	2020	2021	2020
<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	4 855	4 446	1 243	1 230
Coût des services	139	148	44	44
Coût financier	101	128	17	31
Cotisations des participants	28	31	—	—
Gains (pertes) actuariels ¹	(329)	292	(21)	95
Prestations versées	(194)	(190)	(84)	(128)
Incidence de la fluctuation des taux de change	—	—	(11)	(23)
Autres	—	—	(4)	(6)
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice ²	4 600	4 855	1 184	1 243
Variation des actifs des régimes				
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	4 077	3 827	1 062	1 104
Rendement réel des actifs des régimes	505	288	151	83
Cotisations versées par l'employeur	120	121	43	27
Cotisations des participants	28	31	—	—
Prestations versées	(194)	(190)	(84)	(128)
Incidence de la fluctuation des taux de change	—	—	(8)	(18)
Autres	—	—	(4)	(6)
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice ³	4 536	4 077	1 160	1 062
Situation de sous-capitalisation à la fin de l'exercice	(64)	(778)	(24)	(181)
Montants présentés comme suit :				
Montants reportés et autres actifs	250	35	98	—
Comptes créditeurs et autres dettes	(9)	(9)	(4)	(3)
Autres passifs à long terme	(305)	(804)	(118)	(178)
	(64)	(778)	(24)	(181)

1 Attribuable essentiellement à la hausse du taux d'actualisation ayant servi au calcul des obligations au titre des prestations (en 2020, attribuable essentiellement à la baisse du taux d'actualisation ayant servi au calcul des obligations au titre des prestations).

2 L'obligation au titre des prestations constituées de nos régimes de retraite canadiens s'est établie, respectivement, à 4,3 G\$ et à 4,5 G\$ aux 31 décembre 2021 et 2020. L'obligation au titre des prestations constituées de nos régimes de retraite américains s'est établie à 1,1 G\$ et à 1,2 G\$, respectivement, aux 31 décembre 2021 et 2020.

3 Des actifs de 13 M\$ (11 M\$ en 2020) et de 84 M\$ (59 M\$ en 2020) relatifs à nos obligations au titre de nos régimes de retraite supplémentaires non enregistrés canadiens et américains sont détenus dans des fiducies cédantes et des fiducies rabbi 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 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	
	2021	2020	2021	2020
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Obligation au titre des prestations constituées	440	4 094	115	1 207
Juste valeur des actifs des régimes	247	3 621	—	1 062

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

31 décembre	Canada		États-Unis	
	2021	2020	2021	2020
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Obligation au titre des prestations projetées	1 272	4 434	121	1 243
Juste valeur des actifs des régimes	1 020	3 621	—	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	
	2021	2020	2021	2020
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Pertes actuarielles nettes	226	542	92	233
Crédits pour services passés	—	—	(1)	(1)
Montant total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global ¹	226	542	91	232

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		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Coût des services	139	148	149	44	44	45
Coût financier ¹	101	128	139	17	31	41
Rendement prévu des actifs des régimes ¹	(252)	(260)	(245)	(73)	(88)	(78)
Amortissement/règlement des pertes actuarielles nettes ¹	54	42	41	11	1	2
Amortissement/réduction des crédits pour les services passés ¹	—	—	—	—	(1)	(1)
Coût (crédit) net relatif aux prestations	42	58	84	(1)	(13)	9
Coût au titre des régimes à cotisations déterminées	7	6	8	—	—	—
Coût (crédit) net des prestations comptabilisé en résultat	49	64	92	(1)	(13)	9
Montant comptabilisé dans les autres éléments du résultat global :						
Incidence de la combinaison des régimes	—	—	—	—	—	(6)
Amortissement/règlement des pertes actuarielles nettes	(25)	(21)	(26)	(11)	(1)	(2)
Amortissement/réduction des crédits pour les services passés	—	—	—	—	1	1
(Gains) pertes actuariels nets pour l'exercice	(291)	118	115	(99)	100	8
Montant total comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	(316)	97	89	(110)	100	1
Montant total comptabilisé dans le résultat global	(267)	161	181	(111)	87	10

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		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019
Obligations au titre des prestations projetées						
Taux d'actualisation	3,2 %	2,6 %	3,0 %	2,6 %	2,2 %	3,0 %
Taux d'augmentation des salaires	2,9 %	2,3 %	3,2 %	2,8 %	2,7 %	2,9 %
Taux d'intérêt créditeur des soldes en trésorerie	S.O.	S.O.	S.O.	4,3 %	4,3 %	4,5 %
Coût net des prestations						
Taux d'actualisation	2,6 %	3,0 %	3,8 %	2,2 %	3,0 %	3,9 %
Taux de rendement des actifs des régimes	6,2 %	6,8 %	7,0 %	7,3 %	7,9 %	8,0 %
Taux d'augmentation des salaires	2,3 %	3,2 %	3,2 %	2,7 %	2,9 %	2,9 %
Taux d'intérêt créditeur des soldes en trésorerie	S.O.	S.O.	S.O.	4,3 %	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	
	2021	2020	2021	2020
<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	321	293	254	288
Coût des services	6	5	1	2
Coût financier	7	8	3	7
Cotisations des participants	—	—	8	4
(Gains) pertes actuariels ¹	(51)	21	(69)	17
Prestations versées	(9)	(6)	(22)	(28)
Modifications aux régimes	—	—	—	(33)
Variation des taux de change	—	—	(3)	(4)
Autres	—	—	1	1
Obligation cumulée au titre des ACR à la fin de l'exercice	274	321	173	254
Variation des actifs des régimes				
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	—	—	188	188
Rendement réel des actifs des régimes	—	—	22	14
Cotisations de l'employeur	9	6	6	12
Cotisations des participants	—	—	8	4
Prestations versées	(9)	(6)	(22)	(28)
Variation des taux de change	—	—	(3)	(3)
Autres	—	—	2	1
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	—	—	201	188
Situation de surcapitalisation (sous-capitalisation) à la fin de l'exercice	(274)	(321)	28	(66)
Montants présentés comme suit :				
Montants reportés et autres actifs	—	—	71	19
Comptes créditeurs et autres dettes	(12)	(13)	—	(6)
Autres passifs à long terme	(262)	(308)	(43)	(79)
	(274)	(321)	28	(66)

¹ Attribuable essentiellement à la hausse du taux d'actualisation ayant servi au calcul des obligations au titre des prestations (en 2020, attribuable 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	
	2021	2020	2021	2020
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Obligation au titre des prestations constituées	274	321	94	191
Juste valeur des actifs des régimes	—	—	51	106

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	
	2021	2020	2021	2020
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
(Gains) pertes actuariels nets	(35)	15	(104)	(7)
Crédits pour services passés	(1)	(1)	(37)	(44)
Montant total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global ¹	(36)	14	(141)	(51)

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		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Coût des services	6	5	5	1	2	2
Coût financier ¹	7	8	10	3	7	10
Rendement prévu des actifs des régimes ¹	—	—	—	(10)	(12)	(12)
Amortissement/règlement des gains actuariels nets ¹	—	(1)	(7)	(1)	(1)	—
Amortissement/réduction des crédits pour services passés ¹	—	—	(1)	(7)	(2)	(2)
Coût (crédit) net relatif aux prestations comptabilisé en résultat	13	12	7	(14)	(6)	(2)
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	7	2	2
(Gains) pertes actuariels pour l'exercice	(50)	21	15	(80)	15	(8)
Crédits pour services passés	—	—	—	—	(33)	—
Montant total comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	(50)	22	23	(72)	(15)	(6)
Montant total comptabilisé dans le résultat global	(37)	34	30	(86)	(21)	(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		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019
Obligations cumulées au titre des ACR						
Taux d'actualisation	3,2 %	2,6 %	3,1 %	2,4 %	2,0 %	2,8 %
Coût net des prestations						
Taux d'actualisation	2,6 %	3,1 %	3,8 %	2,0 %	2,8 %	4,0 %
Taux de rendement des actifs des régimes	S.O.	S.O.	S.O.	6,0 %	6,7 %	6,7 %

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	
	2021	2020	2021	2020
Taux tendanciels hypothétiques du coût des soins de santé pour le prochain exercice	4,0 %	4,0 %	7,0 %	6,8 %
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	
		2021	2020		2021	2020
Titres de participation	43,8 %	46,7 %	47,2 %	45,0 %	52,5 %	55,6 %
Titres à revenu fixe	28,9 %	29,8 %	29,6 %	20,1 %	18,4 %	17,2 %
Placements non traditionnels ¹	27,3 %	23,5 %	23,2 %	34,9 %	29,1 %	27,2 %

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. 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.

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 2021								
Trésorerie et équivalents de trésorerie	180	—	—	180	10	—	—	10
Titres de participation								
Titres canadiens	198	228	—	426	—	—	—	—
Titres américains	1	—	—	1	—	—	—	—
Titres mondiaux	—	1 693	—	1 693	—	609	—	609
Titres à revenu fixe								
Titres gouvernementaux	258	459	—	717	—	86	—	86
Titres de sociétés	—	453	—	453	—	118	—	118
Placements non traditionnels ⁴	—	—	1 064	1 064	—	—	337	337
Contrats de change à terme	—	2	—	2	—	—	—	—
Total de l'actif des régimes de retraite à la juste valeur	637	2 835	1 064	4 536	10	813	337	1 160
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

1 Le niveau 1 comprend les actifs dont l'évaluation repose sur des prix cotés sur un marché actif pour des actifs identiques.

2 Le niveau 2 comprend les actifs dont l'évaluation repose sur des données observables importantes.

3 Le niveau 3 comprend les actifs dont l'évaluation repose sur des données non observables importantes.

4 Les placements non traditionnels comprennent les placements dans des titres de créance et des titres de participation de sociétés fermées ainsi que dans des fonds du secteur des infrastructures et de l'immobilier.

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

31 décembre	Canada		États-Unis	
	2021	2020	2021	2020
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Solde au début de l'exercice	912	852	289	276
Gains (pertes) réalisés et latents	77	(27)	38	7
Acquisitions et règlements, montant net	75	87	10	6
Solde à la fin de l'exercice	1 064	912	337	289

Régimes d'ACR

Le tableau ci-après présente la juste valeur des actifs de nos régimes d'ACR capitalisés aux États-Unis, selon chacun des niveaux de la hiérarchie des justes valeurs.

	Niveau 1 ¹	Niveau 2 ²	Niveau 3 ³	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
31 décembre 2021				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4	—	—	4
Titres de participation				
Titres américains	—	39	—	39
Titres mondiaux	—	75	—	75
Titres à revenu fixe				
Titres gouvernementaux	47	6	—	53
Titres de sociétés	—	8	—	8
Placements non traditionnels ⁴	—	—	22	22
Total de l'actif des ACR à la juste valeur	51	128	22	201
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

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 capitalisés aux États-Unis dont l'évaluation est classée dans le niveau 3 dans la hiérarchie des justes valeurs s'établissent comme suit :

31 décembre	2021	2020
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Solde au début de l'exercice	22	18
Gains réalisés et latents	2	1
Acquisitions et règlements, montant net	(2)	3
Solde à la fin de l'exercice	22	22

PAIEMENTS PRÉVUS AU TITRE DES PRESTATIONS

Exercices clos les 31 décembre	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Régimes de retraite						
Canada	197	203	208	212	217	1 163
États-Unis	80	78	78	76	77	374
ACR						
Canada	12	12	12	13	13	67
États-Unis	17	15	14	13	12	51

COTISATIONS DE L'EMPLOYEUR PRÉVUES

En 2022, nous prévoyons cotiser environ 110 M\$ et 4 M\$, respectivement, aux régimes de retraite canadiens et américains, et 12 M\$ et 6 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. 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 6,0 % du salaire admissible par période de paie. Pour les exercices clos les 31 décembre 2021, 2020 et 2019, le coût des cotisations de contrepartie de l'employeur avant impôts s'établissait à 27 M\$ pour chaque exercice.

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 2021, la durée restante de ces contrats de location-exploitation s'échelonnait de 5 mois à 25 ans.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020, nous avons engagé des charges au titre de contrats de location-exploitation de 95 M\$ et 107 M\$, respectivement. Ces charges sont comptabilisées au poste « Exploitation et administration » aux états consolidés des résultats.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020, les paiements locatifs au titre de contrats de location-exploitation visant à régler une obligation locative se sont établis à 118 M\$ et 133 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 2021	31 décembre 2020
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf la durée et le taux d'actualisation)</i>		
Contrats de location-exploitation¹		
Actifs au titre de droits d'utilisation aux termes de contrats de location-exploitation, montant net ²	645	708
Passifs à court terme au titre de contrats de location-exploitation ³	92	80
Passifs à long terme au titre de contrats de location-exploitation ³	612	681
Total des passifs au titre de contrats de location-exploitation	704	761
Contrats de location-financement		
Actifs au titre de droits d'utilisation aux termes de contrats de location-financement, montant net ⁴	49	57
Passifs à court terme au titre de contrats de location-financement ⁵	13	11
Passifs à long terme au titre de contrats de location-financement ³	33	42
Total des passifs au titre de contrats de location-financement	46	53
Durée restante moyenne pondérée		
Contrats de location-exploitation		
Contrats de location-financement	12 ans 7 ans	13 ans 7 ans
Taux d'actualisation moyen pondéré		
Contrats de location-exploitation	4,1 %	4,1 %
Contrats de location-financement	3,8 %	3,8 %

- 1 Les actifs au titre de droits d'utilisation de sociétés affiliées, les obligations locatives à court terme de sociétés affiliées et les obligations locatives à long terme de sociétés affiliées au 31 décembre 2021 s'établissaient respectivement à 51 M\$ (65 M\$ au 31 décembre 2020) à 5 M\$ (5 M\$ au 31 décembre 2020) et à 47 M\$ (52 M\$ au 31 décembre 2020).
- 2 Les actifs au titre de droits d'utilisation relatifs aux contrats de location-exploitation sont inclus dans le poste « Montants reportés et autres actifs » des états consolidés de la situation financière.
- 3 Les passifs à court terme et les passifs à long terme au titre de contrats de location-exploitation et de location-financement sont inclus dans les postes « Comptes créditeurs et autres dettes » et « Autres passifs à long terme », respectivement, des états consolidés de la situation financière.
- 4 Les actifs au titre de droits d'utilisation relatifs aux contrats de location-financement sont inclus dans le poste « Immobilisations corporelles, montant net » des états consolidés de la situation financière.
- 5 Les passifs à court terme au titre de contrats de location-financement sont inclus dans le poste « Partie à court terme de la dette à long terme » des états consolidés de la situation financière.

Au 31 décembre 2021, 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>		
2022	117	15
2023	98	13
2024	91	9
2025	84	2
2026	72	1
Par la suite	455	11
Total des paiements locatifs non actualisés	917	51
Moins les intérêts implicites	(213)	(5)
Total	704	46

BAILLEUR

Nous recevons des produits 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 2021, la durée restante de ces contrats de location-exploitation s'échelonnait de 1 mois à 30 ans.

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Produits tirés des contrats de location-exploitation	263	265
Produits locatifs variables	333	361
Total des produits locatifs ¹	596	626

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 2021 :

	Contrats de location-exploitation
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
2022	235
2023	215
2024	205
2025	196
2026	191
Par la suite	1 938
Total des paiements locatifs futurs	2 980

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

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Comptes débiteurs et autres créances	(1 228)	1 546	(547)
Montants à recevoir de sociétés affiliées	(38)	8	6
Stocks	(118)	(254)	(24)
Montants reportés et autres actifs	(195)	(586)	133
Comptes créditeurs et autres dettes	(63)	(770)	63
Montants à payer à des sociétés affiliées	52	1	(24)
Intérêts à payer	43	31	(41)
Autres passifs à long terme	(69)	117	175
	(1 616)	93	(259)

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.

Nous fournissons des services de transport à plusieurs satellites sous influence notable que nous comptabilisons au poste « Transport et autres services » dans les produits. Nous procédons également à des achats et ventes de gaz naturel et de pétrole brut avec plusieurs de nos satellites sous influence notable. Ces produits et charges sont comptabilisés dans les ventes de marchandises et les coûts des marchandises. Nous concluons des contrats de services de transport garanti pour répondre à nos besoins annuels d'approvisionnement en gaz naturel, et ces contrats sont comptabilisés dans les coûts liés à la distribution de gaz.

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

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2021	2020	2019
Transport et autres services	149	133	140
Ventes de marchandises	20	21	107
Exploitation et administration ¹	292	252	241
Coût des marchandises ²	790	518	773
Coûts liés à la distribution de gaz	131	135	133

1 Pour les exercices clos les 31 décembre 2021, 2020 et 2019, nos charges d'exploitation et d'administration attribuables au réseau de pétrole brut Seaway se sont établies respectivement à 389 M\$, 342 M\$ et 327 M\$. Ces coûts découlent de contrats d'exploitation dans le cadre desquels nous utilisons la capacité des actifs du réseau de pétrole brut Seaway aux fins des activités de notre secteur Oléoducs. Ces coûts sont contrebalancés par des recouvrements comptabilisés au titre des charges que nous avons engagées pour le compte de nos satellites sous influence notable de 104 M\$, de 94 M\$ et de 86 M\$ pour les exercices clos les 31 décembre 2021, 2020 et 2019.

2 Pour les exercices clos les 31 décembre 2021, 2020 et 2019, les coûts des marchandises d'Aux Sable Canada LP se sont établis respectivement à 447 M\$, 91 M\$ et 272 M\$.

BILLETTS À LONG TERME À RECEVOIR DE SOCIÉTÉS AFFILIÉES

Au 31 décembre 2021, les montants à recevoir de sociétés affiliées comprenaient une série de prêts totalisant 954 M\$ (1 108 M\$ au 31 décembre 2020) exigeant des paiements d'intérêts trimestriels ou semestriels, à des taux d'intérêt annuels variant entre 3 % et 8 %. Le produit d'intérêt comptabilisé relativement à ces derniers ont totalisé 39 M\$, 44 M\$ et 40 M\$, respectivement, pour les exercices clos les 31 décembre 2021, 2020 et 2019. Les montants à recevoir de sociétés affiliées sont inclus au poste « Montants reportés et autres actifs » des états consolidés de la situation financière.

30. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

ENGAGEMENTS

Au 31 décembre 2021, nous avons les engagements suivants :

	Total	Moins de 1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans	Par la suite
(en millions de dollars canadiens)							
Dette – échéances annuelles ¹	73 809	6 164	7 910	4 559	4 357	11 007	39 812
Obligations en matière d'intérêts ²	36 044	2 531	2 389	2 229	2 073	1 925	24 897
Achat de services, de canalisations, d'autres matériaux, y compris du matériel de transport ³	7 876	2 945	1 010	736	561	607	2 017
Contrats d'entretien	346	41	20	20	21	21	223
Engagements relatifs aux emprunts	1 249	35	35	35	36	37	1 071
Total	119 324	11 716	11 364	7 579	7 048	13 597	68 020

3 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.

4 Comprennent des débetures et des billets à terme portant intérêt à des taux fixes, variables et fixes-variables.

5 Comprend les engagements en capital et les engagements d'exploitation. Constitué essentiellement de contrats de transport et de stockage de gaz, de paiements au titre de la capacité ferme et des engagements d'achat de gaz, d'obligations au titre du transport, du service et de l'achat de produits et d'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 passifs découlant d'incidents environnementaux associés à nos activités d'exploitation.

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 sommes parties à 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 indemnités 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 des 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 2021, les garanties et indemnités 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>					
2021					
Produits d'exploitation	12 187	10 948	11 466	12 470	47 071
Bénéfice d'exploitation	2 548	1 816	1 388	2 053	7 805
Bénéfice	2 014	1 521	814	1 965	6 314
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	1 992	1 484	780	1 933	6 189
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	1 900	1 394	682	1 840	5 816
Résultat par action ordinaire					
De base	0,94	0,69	0,34	0,91	2,87
Dilué	0,94	0,69	0,34	0,91	2,87
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

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 2021, 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 l'*Exchange Act*) 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 2021 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 2021.

L'efficacité de notre contrôle interne à l'égard de l'information financière a été auditée en date du 31 décembre 2021 par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant nommé 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 2021.

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

Au cours du trimestre clos le 31 décembre 2021, notre contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucun changement important.

RUBRIQUE 9B. AUTRES RENSEIGNEMENTS

OFFRE PUBLIQUE DE RACHAT DANS LE COURS NORMAL DES ACTIVITÉS

Le 31 décembre 2021, nous avons annoncé que la TSX avait approuvé notre offre de rachat visant le rachat, aux fins d'annulation, d'un maximum de 31 062 331 actions ordinaires d'Enbridge en circulation, jusqu'à concurrence d'un total de 1,5 G\$, sous réserve de certaines restrictions relatives au nombre d'actions ordinaires pouvant être rachetées le même jour.

Les rachats dans le cadre de l'offre de rachat peuvent être faits par l'entremise de la TSX, de la NYSE et d'autres bourses ou systèmes de négociation parallèles admissibles, entre le 5 janvier 2022 et le 4 janvier 2023, date d'échéance de l'offre de rachat, ou toute date antérieure à laquelle Enbridge aura racheté le nombre maximal d'actions ordinaires permis dans le cadre de l'offre de rachat ou à laquelle Enbridge décidera de ne plus faire de rachats dans le cadre de l'offre de rachat. Le nombre maximal d'actions ordinaires pouvant être rachetées par Enbridge aux fins d'annulation représente environ 1,53 % des 2 026 085 179 actions ordinaires émises et en circulation au 22 décembre 2021.

Il est possible d'obtenir sans frais un exemplaire de notre avis d'intention à l'égard de l'offre de rachat dans le cours normal des activités en communiquant avec notre service des relations avec les investisseurs, par courriel, par téléphone ou par la poste, comme suit :

Courriel : investor.relations@enbridge.com

Téléphone en Amérique du Nord : 1-800-481-2804

Téléphone ailleurs qu'en Amérique du Nord : 1-403-231-3960

Poste : Enbridge Inc., Relations avec les investisseurs, 425 – 1st Street S.W., bureau 200, Calgary (Alberta) Canada T2P 3L8

RUBRIQUE 9C. INFORMATION SUR LES TERRITOIRES ÉTRANGERS QUI INTERDISENT LES INSPECTIONS

Sans objet.

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 2021. 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 2021. 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 2021. 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 2021. 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 2021. 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 2021. 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 (PCAOB ID 271)
- 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

Sans objet.

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
3.1	Statuts de prorogation de la société, datés du 15 décembre 1987 (intégrés par renvoi dans la pièce 2.1(a) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)
3.2	Certificat de modification daté du 2 août 1989, modifiant les statuts de la société (intégré par renvoi dans la pièce 2.1(b) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)
3.3	Statuts modifiés de la société datés du 30 avril 1992 (intégrés par renvoi dans la pièce 2.1(c) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)
3.4	Statuts modifiés de la société datés du 2 juillet 1992 (intégrés par renvoi dans la pièce 2.1(d) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)
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)

Numéro de la pièce	Nom de la pièce
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)
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 Report of Foreign Issuer 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 Report of Foreign Issuer 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 Report of Foreign Issuer d'Enbridge déposé le 13 juillet 2017)

Numéro de la pièce	Nom de la pièce
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 et articles de modification datés du 10 avril 2018 (intégrés 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)
4.1	Convention de fiducie intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas devant être datée du 25 février 2005 (intégrée par renvoi dans la pièce 7.1 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-10 déposée le 4 février 2005)
4.2	Première convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 1^{er} mars 2012 (intégrée par renvoi dans la pièce 7.3 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-10 déposée le 11 mai 2012)
4.3	Deuxième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 19 décembre 2016 (intégrée par renvoi dans le formulaire 6-K Report of Foreign Issuer d'Enbridge déposé le 20 décembre 2016)
4.4	Troisième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 14 juillet 2017 (intégrée par renvoi dans le formulaire 6-K Report of Foreign Issuer d'Enbridge déposé le 14 juillet 2017)
4.5	Quatrième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 1^{er} mars 2018 (intégrée par renvoi dans le rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 1^{er} mars 2018)
4.6	Cinquième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 12 avril 2018 (intégrée par renvoi dans le rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 12 avril 2018)
4.7	Sixième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc., Spectra Energy Partners, LP (à titre de garant), Enbridge Energy Partners, L.P. (à titre de garant) et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 13 mai 2019 (intégrée par renvoi dans la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-3 déposée le 17 mai 2019)
4.8	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	Huitième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 28 juin 2021 (intégrée par renvoi dans la pièce 4.4 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 28 juin 2021)
4.10	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)

Numéro de la pièce	Nom de la pièce
4.11	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)
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. (2021) (intégré par renvoi dans la pièce 10.1 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 7 mai 2021)

Numéro de la pièce	Nom de la pièce
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. (2021) (intégré par renvoi dans la pièce 10.2 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 7 mai 2021)
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 2021) (intégré par renvoi dans la pièce 10.3 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 7 mai 2021)
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 trésorerie en 2021) (intégré par renvoi dans la pièce 10.4 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 7 mai 2021)
10.17	+ Modèle d'avis d'attribution d'options 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 (2021) (intégré par renvoi dans la pièce 10.5 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 7 mai 2021)
10.18	+ 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 10.1 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 7 mai 2020)
10.19	+ Modèle d'avis d'attributions d'actions en vertu du plan incitatif à long terme 2019 d'Enbridge Inc. et de convention d'attributions d'actions 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)
10.20	+ 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 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)
10.21	+ 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 d'Enbridge Inc. (règlement en trésorerie en 2020) (intégré par renvoi dans la pièce 10.3 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 7 mai 2020)
10.22	+ 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 annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 10 mai 2019)
10.23	+ Modèle d'avis d'attributions d'actions en vertu du plan incitatif à long terme 2019 d'Enbridge Inc. et de convention d'attributions d'actions 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)
10.24	+ 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)
10.25	+ Modèle d'avis d'attribution d'options 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 (intégré par renvoi dans la pièce 10.7 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 10 mai 2019)
10.26	+ Modèle d'avis d'attribution d'options 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)

Numéro de la pièce		Nom de la pièce
10.27	+	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)
10.28	+	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)
10.29		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)
10.30	+	Régime de rémunération des administrateurs d'Enbridge Inc. daté du 9 février 2021, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2021 (intégré par renvoi dans la pièce 10.6 du rapport trimestriel d'Enbridge sur formulaire 10-Q déposé le 7 mai 2021)
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)
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 de rémunération des administrateurs d'Enbridge Inc. daté du 3 novembre 2015, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2016 (intégré par renvoi dans la pièce 10.16 du rapport trimestriel d'Enbridge sur formulaire 10-Q déposé le 16 février 2018)
10.35	+	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)
10.36	+	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)
10.37	+	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) (intégré 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) (intégré 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

Numéro de la pièce		Nom de la pièce
		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 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, Vern D. Yu 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 11 février 2022

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 11 février 2022 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/ Vern D. Yu

Vern D. Yu
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/ Mayank (Mike) M. Ashar

Mayank (Mike) M. Ashar
Administrateur

/s/ Gaurdie E. Banister

Gaurdie E. Banister
Administrateur

/s/ Pamela L. Carter

Pamela L. Carter
Administratrice

/s/ Susan M. Cunningham

Susan M. Cunningham
Administratrice

/s/ J. Herb England

J. Herb England
Administrateur

/s/ Teresa S. Madden

Teresa S. Madden
Administratrice

/s/ Stephen S. Poloz

Stephen S. Poloz
Administrateur

/s/ S. Jane Rowe

S. Jane Rowe
Administratrice

/s/ Dan C. Tutchter

Dan C. Tutchter
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
Atlantis Offshore, LLC	Delaware
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
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 Cactus II, LLC	Texas
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 GTM Canada Inc.	Canada
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 (Offshore) 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 Ingleside, LLC	Delaware
Enbridge Ingleside Cactus II Holdings, LLC	Texas
Enbridge Ingleside Energy Center, LLC	Delaware
Enbridge Ingleside Holdings, LLC	Delaware
Enbridge Ingleside LPG Pipeline, LLC	Delaware
Enbridge Ingleside LPG Terminal, LLC	Delaware
Enbridge Ingleside Oil Pipeline, LLC	Delaware
Enbridge Ingleside Oil Terminal, LLC	Delaware
Enbridge Ingleside Operating, LLC	Delaware
Enbridge Ingleside Terminal Services, LLC	Delaware
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 Midstream Operating, LLC	Delaware
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 RNG (Sprout), LLC	Delaware
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 Solar (Adams), LLC	Delaware
Enbridge Solar (Cass Lake), LLC	Delaware
Enbridge Solar (Deer River), LLC	Delaware

Enbridge Solar (Flanagan), LLC	Delaware
Enbridge Solar (Floodwood), LLC	Delaware
Enbridge Solar (Portage), LLC	Delaware
Enbridge Solar (Vesper), LLC	Delaware
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 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
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 Excavac Inc.	Ontario
Ontario Sustainable Farms Inc.	Alberta
Pacific Trail Pipelines Management Inc.	Colombie-Britannique
Pacific Trail Pipelines Limited Partnership	Colombie-Britannique
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 (Canada) Holding, ULC	Nouvelle-Écosse
Spectra Energy Express (US) Restructure Co., ULC	Nouvelle-Écosse
Spectra Energy Field Services Canada Holdings, LLC	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 2021, 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. Billets de premier rang à taux variable échéant en 2022
2. Billets de premier rang à 2,900 % échéant en 2022
3. Billets de premier rang liés à la durabilité à 0,550 % échéant en 2023
4. Billets de premier rang à taux variable échéant en 2023
5. Billets de premier rang à 4,000 % échéant en 2023
6. Billets de premier rang à 3,500 % échéant en 2024
7. Billets de premier rang à 2,500 % échéant en 2025
8. Billets de premier rang à 4,250 % échéant en 2026
9. Billets de premier rang liés à la durabilité à 1,600 % échéant en 2026
10. Billets de premier rang à 3,700 % échéant en 2027
11. Billets de premier rang à 3,125 % échéant en 2029
12. Billets de premier rang liés à la durabilité à 2,500 % échéant en 2033
13. Billets de premier rang à 4,500 % échéant en 2044
14. Billets de premier rang à 5,500 % échéant en 2046
15. Billets de premier rang à 4,000 % échéant en 2049
16. Billets de premier rang à 3,400 % échéant en 2051

**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 fausse 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 : 11 février 2022

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, Vern D. Yu, 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 fausse 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 : 11 février 2022

Par : /s/ Vern D. Yu
Vern D. Yu
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 2021, 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 : 11 février 2022

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 2021, tel qu'il a été déposé auprès de la Securities and Exchange Commission à la date des présentes (le « rapport »), je, Vern D. Yu, 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 : 11 février 2022

Par : /s/ Vern D. Yu
Vern D. Yu
Vice-président de groupe et chef des finances
(Principal cadre financier)
Enbridge Inc.

Information à l'intention des investisseurs

Demandes de renseignements des investisseurs

Si vous avez des questions relatives aux éléments suivants :

- Derniers communiqués de presse ou présentations d'investisseurs
- Demandes de renseignements concernant les investissements

Veillez communiquer avec le service des Relations avec les investisseurs d'Enbridge. Sans frais : 1-800-481-2804
investor.relations@enbridge.com

Enbridge Inc.
425 – 1 Street S.W., bureau 200
Calgary (Alberta) Canada T2P 3L8

Assemblée annuelle

L'assemblée annuelle des actionnaires aura lieu le 4 mai 2022 à 13 h 30 (HAR). En raison de la pandémie de COVID-19, l'assemblée se tiendra une fois de plus virtuellement au moyen d'une webémission audio en direct. Une rediffusion sera disponible sur enbridge.com. Les détails de la webémission seront disponibles sur le site Web de la société peu avant la date de l'assemblée.

Agent chargé de la tenue des registres et agent des transferts

Pour obtenir de plus amples informations concernant la possession d'actions, les dividendes, le dépôt direct des dividendes et les certificats perdus, veuillez communiquer avec :

**Société de fiducie
Computershare du Canada**
100, avenue University, 8e étage
Toronto (Ontario) M5J 2Y1

Sans frais en Amérique du Nord :
1-866-276-9479
À l'extérieur de l'Amérique du Nord :
1-514-982-8696
computershare.com/enbridge

Auditeur

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

Couverture

Images provenant de l'ensemble des entreprises d'Enbridge.

Enbridge s'engage à réduire son incidence 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.



Dividendes sur actions ordinaires d'Enbridge Inc. pour 2022

	T1	T2	T3	T4
Dividende	0,86 \$	– \$ ²	– \$ ²	– \$ ²
Date de paiement	1 ^{er} mars	1 ^{er} juin	1 ^{er} septembre	1 ^{er} décembre
Date de relevé ¹	15 février	13 mai	15 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 au New York Stock Exchange 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.PR.V
Série D – ENB.PR.D	Série 7 – ENB.PR.J
Série F – ENB.PR.F	Série 9 – ENB.PR.A
Série H – ENB.PR.H	Série 11 – ENB.PR.C
Série J – ENB.PR.U	Série 13 – ENB.PR.E
Série L – ENB.PR.U	Série 15 – ENB.PR.G
Série N – ENB.PR.N	Série 19 – ENB.PR.K
Série P – ENB.PR.P	
Série R – ENB.PR.T	

Information prospective

Le présent rapport annuel renvoie à de l'information prospective, y compris quant à l'offre et la demande d'énergie, la transition énergétique et l'énergie à faibles émissions de carbone, les objectifs ESG, les occasions et les perspectives de croissance, les prévisions financières et la capacité d'investissement. De par sa nature, cette information suppose certaines hypothèses et attentes concernant les résultats futurs, nous vous rappelons donc qu'elle est soumise à des risques et à des incertitudes qui touchent nos activités. Les facteurs et les risques les plus importants qui pourraient avoir une incidence sur nos résultats futurs sont énumérés et analysés dans les rubriques « Information prospective » et « Facteurs de risque » de notre rapport de gestion sur formulaire 10-K, inclus dans le présent rapport annuel et disponible sur sedar.com et sec.gov

Non-GAAP measures

Le présent rapport annuel renvoie à des mesures financières non conformes aux PCGR et à des ratios hors PCGR, y compris le BAIIA, le BAIIA ajusté et les flux de trésorerie distribuables (FTD) par action. La direction estime que la présentation de ces mesures fournit des informations utiles aux investisseurs et aux actionnaires étant donné qu'elles augmentent la transparence et mettent en lumière la performance d'Enbridge. Le BAIIA représente le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement. Le BAIIA ajusté représente le BAIIA ajusté pour tenir compte des facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation. La direction utilise le BAIIA et le BAIIA ajusté pour fixer des cibles et évaluer la performance de la société et de ses unités d'exploitation. Les FTD sont définis comme étant les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant l'incidence des variations des actifs et des passifs d'exploitation (y compris les variations des passifs environnementaux), déduction faite des distributions aux participations ne détenant pas le contrôle, des dividendes sur les actions privilégiées et des investissements de maintien, ainsi que des ajustements pour les facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation. La direction utilise les FTD pour évaluer la performance de la société et établir ses cibles de versement de dividendes. Le ratio dette/BAIIA est un ratio hors PCGR utilisé comme mesure de liquidité indiquant le montant du bénéfice ajusté nécessaire pour payer la dette (calculée conformément aux PCGR) avant couverture des intérêts, des impôts et de l'amortissement. Le bénéfice ajusté est une mesure financière non conforme aux PCGR qui représente le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires après ajustements pour exclure les facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation pris en compte dans le BAIIA ajusté, ainsi que les facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation relatifs à la charge d'amortissement, à la charge d'intérêts, aux impôts sur les bénéfices et aux participations ne donnant pas le contrôle sur une base consolidée.

Nos mesures financières non conformes aux PCGR décrites ci-dessus ne sont pas des mesures qui ont un sens normalisé prescrit par les principes comptables généralement reconnus des États Unis d'Amérique (PCGR) et ne sont pas des mesures conformes aux PCGR des États Unis. Ces mesures pourraient donc ne pas être comparables aux mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Un rapprochement des mesures financières non conformes aux PCGR historiques et des mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables figurent sur le site Web de la société. Des renseignements supplémentaires sur les mesures financières non conformes aux PCGR et les ratios hors PCGR peuvent être consultés dans les communiqués de presse sur les bénéfices de la société ou dans les renseignements supplémentaires sur le site Web de la société, sur sedar.com et sur sec.gov. Il n'est pas possible de fournir un rapprochement des mesures financières non conformes aux PCGR prospectives et des mesures conformes aux PCGR comparables en raison des défis et de l'impossibilité d'estimer certains éléments, plus particulièrement en ce qui a trait à certains passifs éventuels et aux gains et pertes hors trésorerie latent à la juste valeur d'instruments financiers dérivés touchés par les variations du marché. En raison de ces défis, il peut être impossible de rapprocher les mesures financières non conformes aux PCGR prospectives sans effort déraisonnable.