

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 2023
- ☐ **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 001-15254

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

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

<u>Titre de chaque catégorie</u>	<u>Symbole(s)</u> <u>boursier(s)</u>	<u>Nom de chaque bourse où</u> <u>les titres sont inscrits</u>
Actions ordinaires	ENB	Bourse de New York
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, un petit émetteur assujéti ou une société en croissance émergente. 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	☒	Déposant admissible au régime de dépôt accéléré	☐
Déposant non admissible au régime de dépôt accéléré	☐	Petit émetteur assujéti	☐
Société en croissance émergente	☐		

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 ☐

Si les titres sont inscrits conformément au paragraphe 12(b) de l'*Exchange Act*, veuillez indiquer, en cochant la case appropriée, si les états financiers de l'émetteur inclus dans le présent dépôt tiennent compte de la correction d'erreurs dans des états financiers antérieurs. ☒

Veillez indiquer, en cochant la case appropriée, si toute correction de telles erreurs s'est faite par le voie d'un retraitement des états financiers ayant nécessité une analyse de recouvrement à l'égard de la rémunération incitative touchée par tout haut dirigeant de l'émetteur durant la période de recouvrement pertinente, conformément au paragraphe 240.10D-1(b). ☐

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 2023, la valeur marchande globale des actions ordinaires de l'émetteur inscrit détenues par des sociétés non affiliées s'élevait à environ 75,1 G\$ US, selon le dernier prix de vente des actions à cette date.

Au 2 février 2024, l'émetteur inscrit avait 2 125 586 356 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.

PARTIE I

Rubrique 1.	Activités	8
Rubrique 1A.	Facteurs de risque	50
Rubrique 1B.	Questions non réglées soumises par le personnel de la SEC	67
Rubrique 1C.	Cybersécurité	67
Rubrique 2.	Immobilisations	68
Rubrique 3.	Instances judiciaires	68
Rubrique 4.	Informations sur la sécurité des mines	69

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	70
Rubrique 6.	[Réservé]	71
Rubrique 7.	Rapport de gestion	72
Rubrique 7A.	Informations quantitatives et qualitatives sur le risque de marché	106
Rubrique 8.	États financiers et données supplémentaires	110
Rubrique 9.	Changements de l'information comptable et financière et désaccords avec les comptables	204
Rubrique 9A.	Contrôles et procédures	204
Rubrique 9B.	Autres renseignements	205
Rubrique 9C.	Information sur les territoires étrangers qui interdisent les inspections	205

PARTIE III

Rubrique 10.	Administrateurs, membres de la haute direction et gouvernance	206
Rubrique 11.	Rémunération des dirigeants	206
Rubrique 12.	Titres appartenant à certains propriétaires véritables et à la direction et questions connexes ayant trait aux actionnaires	206
Rubrique 13.	Certaines relations et opérations entre apparentés et indépendance des administrateurs	206
Rubrique 14.	Principaux honoraires et services comptables	206

PARTIE IV

Rubrique 15.	Annexes et tableaux des états financiers	207
Rubrique 16.	Sommaire du formulaire 10-K	207
	Table des matières des pièces	208
	Signatures	216

GLOSSAIRE

ACR	obligations au titre des avantages complémentaires de retraite
Aitken Creek	installation de gaz Aitken Creek et installation de stockage de gaz Aitken Creek North
ASC	Accounting Standards Codification (codification des normes comptables)
Aux Sable	participations du secteur intermédiaire aux États-Unis dans Aux Sable Liquid Products LP, Aux Sable Midstream LLC et Aux Sable Canada LP
BAIIA	bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement
C.-B.	Colombie-Britannique
CAE	convention d'achat d'électricité
CEO	Commission de l'énergie de l'Ontario
DAPL	pipeline Dakota Access
Dawn	vaste ensemble de bassins de stockage de gaz souterrains à l'installation de Tecumseh et du carrefour Dawn
DCP	DCP Midstream, LP
Décision sur la phase 1	décision et ordonnance sur la phase 1 rendues par la CEO le 21 décembre 2023
EDDV	entité à détenteurs de droits variables
EEP	Enbridge Energy Partners, L.P.
EIE	étude d'impact environnemental
EIEC	centre énergétique Ingleside d'Enbridge
Enbridge Gas	Enbridge Gas Inc.
ESG	critères environnementaux, sociaux et de gouvernance
ETC	entente de tarification concurrentielle
ETRP	entente tarifaire pour le réseau principal
Exchange Act	loi intitulée <i>United States Securities Exchange Act of 1934</i>
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (commission fédérale de réglementation de l'énergie – États-Unis)
GES	gaz à effet de serre
GNL	gaz naturel liquéfié
GNR	gaz naturel renouvelable
Gpi ³ /j	milliard de pieds cubes par jour
Gray Oak	Gray Oak Pipeline, LLC
ICQF	initiative de consultation relative aux questions foncières
kb/j	milliers de barils par jour
l'acquisition de Moda	acquisition, le 12 octobre 2021, par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive américaine, de la totalité des titres de participation en circulation de Moda Midstream Operation, LLC
L3R	remplacement de la canalisation 3
le conseil	le conseil d'administration
le réseau de Lakehead	dépôt par Enbridge, le 24 mai 2023, d'une offre de règlement auprès de la Federal Energy Regulatory Commission visant le réseau de Lakehead

les Acquisitions	annonce, le 5 septembre 2023, de la conclusion par Enbridge de trois ententes définitives distinctes avec Dominion Energy, Inc. en vue de l'acquisition de The East Ohio Gas Company, de Questar Gas Company et ses sociétés affiliées Wexpro, et de Public Service Company of North Carolina
les sociétés en commandite	Spectra Energy Partners, LP et Enbridge Energy Partners, L.P.
LGN	liquides de gaz naturel
M&N	pipeline Maritimes & Northeast
M&N Canada	tronçon canadien du pipeline Maritimes & Northeast
Moda	Moda Midstream Operating, LLC
MW	mégawatts
NEXUS	pipeline de NEXUS Gas Transmission
« nous », « nos », « notre »	Enbridge Inc.
Noverco	Noverco Inc.
NRE	normes de rendement en matière d'émissions
NYSE	Bourse de New York
OAAI	options d'achat d'actions incitatives
offre de rachat	offre publique de rachat dans le cours normal des activités
OMHS	obligations liées à la mise hors service d'immobilisations
P66	Phillips 66
PCGR des États-Unis	principes comptables généralement reconnus des États-Unis
PFUPC	provision pour les fonds utilisés pendant la construction
Phase 1	phase visant à établir la base tarifaire de 2024 en fonction du coût des services
PHMSA	Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration
R.-U.	Royaume-Uni
RCP	rendement des capitaux propres
Régie	Régie de l'énergie du Canada
REP	Règlement sur l'électricité propre
RI	réglementation incitative
SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis
SEP	Spectra Energy Partners, LP
SESH	Southeast Supply Header, L.L.C.
Spectra Energy	Spectra Energy Corp
STFR	système de tarification fondé sur le rendement
Texas Eastern	Texas Eastern Transmission, LP
TGE	Tri Global Energy, LLC
TIC	tarif international conjoint
Tres Palacios	Tres Palacios Holdings LLC
TSX	Bourse de Toronto
UAFR	unités d'actions fondées sur le rendement
UAR	unités d'actions restreintes
Vector	Vector Pipeline L.P.
Westcoast	Westcoast Energy Inc.

CONVENTIONS

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

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

INFORMATION PROSPECTIVE

Le présent rapport annuel sur formulaire 10-K renferme des informations prospectives, ou énoncés prospectifs, qui visent à fournir des renseignements sur nous, nos filiales et nos sociétés affiliées, notamment dans le cadre de l'analyse par la direction de nos projets et activités et de ceux de nos filiales. Ces renseignements pourraient ne pas être pertinents à d'autres fins. Généralement, les énoncés prospectifs se reconnaissent à l'emploi de verbes comme « entrevoir », « croire », « estimer », « s'attendre à », « prévoir », « viser », « planifier », « projeter », « cibler » et autres termes du genre qui laissent entendre la possibilité de résultats futurs ou certaines perspectives. Le présent document et ceux qui y sont intégrés par renvoi contiennent de l'information ou des déclarations prospectives ayant trait notamment à ce qui suit : notre vision et notre stratégie d'entreprise, y compris les priorités et les instruments stratégiques; l'offre et la demande prévues de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel (« LGN »), de gaz naturel liquéfié (« GNL ») et d'énergie renouvelable, de même que les exportations et les prix s'y rattachant; la transition énergétique ainsi que l'énergie à plus faibles émissions de carbone et notre approche à cet égard; nos objectifs environnementaux, sociaux et de gouvernance (« ESG ») de même que nos pratiques et notre rendement à cet égard; la conjoncture du marché et de notre secteur d'activité; l'utilisation prévue de nos actifs; la politique de croissance et de versement des 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 caractéristiques, les avantages prévus, le financement et l'échéancier de l'acquisition de trois services publics gaziers aux États-Unis (les « services publics gaziers ») auprès de Dominion Energy, Inc. (les « Acquisitions »), les coûts, avantages et dates de mise en service prévus des projets annoncés et des projets en construction; les dépenses en immobilisations prévues; la capacité d'investir et les priorités en matière de répartition du capital; 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, de développement et d'expansion futures prévues; les occasions d'optimisation et d'efficacité prévues; la capacité prévue de nos coentrepreneurs de terminer et de financer les projets en construction; la conclusion et le moment des acquisitions et des cessions prévues, y compris les Acquisitions; la concrétisation des avantages prévus découlant des transactions, y compris les Acquisitions; notre capacité de mener à bien les Acquisitions et d'intégrer avec succès les services publics gaziers; les futures mesures prévues que prendront les organismes de réglementation et les tribunaux ainsi que le moment où elles seront prises et leur incidence; les discussions et procédures relatives aux tarifs et dossiers tarifaires ainsi que le moment où elles auront lieu et leur incidence, y compris ceux ayant trait au réseau principal et aux secteurs Distribution et stockage de gaz et Transport de gaz et services intermédiaires; les risques liés à l'exploitation, au secteur d'activité, aux changements climatiques de même que les risques réglementaires et autres risques auxquels notre entreprise est exposée; et notre évaluation de l'incidence potentielle des divers facteurs de risques énoncés aux présentes.

Bien que ces énoncés prospectifs soient, à notre avis, raisonnables compte tenu des renseignements disponibles à la date à laquelle ils sont présentés et des procédés utilisés pour les formuler, ils ne garantissent nullement le rendement à venir, et les lecteurs sont invités à faire preuve de prudence en ne se fiant pas outre mesure à de tels énoncés. De par leur nature, ces énoncés s'appuient sur diverses hypothèses, et ils tiennent compte de risques et d'incertitudes, connus et inconnus, ainsi que d'autres facteurs pouvant faire en sorte que les résultats réels, les niveaux d'activité et les réalisations diffèrent considérablement de ceux exprimés ou sous-entendus dans les énoncés en question. Les hypothèses importantes visent notamment : l'offre et la demande prévues de pétrole brut, de gaz naturel, de LGN, de GNL et d'énergie renouvelable de même que les exportations et les prix s'y rattachant; l'utilisation prévue de nos 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 stabilité de notre chaîne d'approvisionnement; la fiabilité de l'exploitation; le maintien du soutien et de l'approbation des organismes de réglementation pour nos projets et transactions; les dates prévues de mise en service; les conditions météorologiques; la conclusion, les modalités et le

moment des acquisitions et des cessions, y compris les Acquisitions; la concrétisation des avantages prévus découlant de transactions, y compris les Acquisitions; les lois gouvernementales; les litiges; les dividendes futurs estimés 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; notre programme de couverture; le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (« 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, de GNL et d'énergie renouvelable, et aux prix de ces marchandises, sont importantes pour tous les énoncés prospectifs dont elles constituent la base, puisqu'elles peuvent avoir une incidence sur les niveaux actuels et futurs de la demande à l'égard de nos services. Par ailleurs, les taux de change, l'inflation et les taux d'intérêt ont une incidence sur le contexte économique et le contexte des affaires dans lesquels nous exerçons nos activités, peuvent se répercuter sur les niveaux de la demande à l'égard de nos services et le coût des intrants et sont par conséquent indissociables de tous les énoncés prospectifs. Voici les hypothèses les plus pertinentes associées aux énoncés prospectifs se rapportant aux projets annoncés et aux projets en construction, y compris les dates estimatives d'achèvement et les dépenses en immobilisations estimatives : la disponibilité et le prix de la main-d'œuvre et des matériaux de construction; la stabilité de notre chaîne d'approvisionnement; 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 de l'approbation par les clients, le gouvernement, les tribunaux et les organismes de réglementation sur les calendriers de construction et de mise en service et les régimes de recouvrement des coûts.

Nos énoncés prospectifs sont assujettis à des risques et incertitudes au sujet de l'exécution réussie de nos priorités stratégiques, du rendement de l'exploitation, des paramètres législatifs et réglementaires, des litiges; des acquisitions (y compris les Acquisitions), des cessions et d'autres transactions, et de la réalisation des avantages prévus en découlant; de la dépendance opérationnelle envers des tiers; de notre politique en matière de versement de dividendes; de l'approbation des projets et du soutien apporté à ces derniers; du renouvellement des emprunts; des conditions météorologiques; de la conjoncture économique et de la situation de la concurrence; de l'opinion publique; des modifications apportées aux lois fiscales et aux taux d'imposition; des taux de change; de l'inflation; des taux d'intérêt; des prix des marchandises; de l'accès au capital et du coût du capital; des décisions politiques; de la conjoncture géopolitique mondiale ainsi que de l'offre et de la demande relatives aux prix des marchandises et de l'énergie de rechange; notamment les 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 hypothèses, 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 le 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 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.sedarplus.ca ou www.sec.gov.

PARTIE I

RUBRIQUE 1. ACTIVITÉS

Enbridge est l'une des plus importantes sociétés d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord. Nos principales entreprises englobent le secteur Oléoducs, qui comprend l'exploitation de pipelines de transport et d'exportation de divers types de pétrole brut et d'autres hydrocarbures liquides ainsi que les terminaux au Canada et aux États-Unis, le secteur Transport de gaz et services intermédiaires, qui comprend nos investissements dans des pipelines et des installations de collecte et de traitement du gaz naturel au Canada et aux États-Unis, le secteur Distribution et stockage de gaz, qui se compose des services publics de distribution de gaz naturel et qui dessert des clients résidentiels, commerciaux et industriels en Ontario et au Québec, et le secteur Production d'énergie renouvelable, qui 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 et en Europe.

Enbridge est une société ouverte dont les 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 d'Enbridge est d'alimenter la qualité de vie des gens de façon sûre, propre et socialement responsable. Notre vision est de fournir de l'énergie sans nuire à la planète, partout où les gens en ont besoin. En poursuivant ce but, nous voulons être l'un des rouages essentiels du bien-être économique et social en donnant accès à de l'énergie abordable, fiable et sûre grâce à notre infrastructure qui 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. Nous reconnaissons que le système énergétique est en mutation, et nous visons à faire le pont vers un avenir énergétique plus propre en assurant l'accès à l'énergie dont les gens ont besoin aujourd'hui tout en investissant dans les plateformes à plus faibles émissions de carbone qui nous assureront notre viabilité à l'avenir.

Notre principale 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, ainsi que dans des secteurs ciblés où la demande d'énergie renouvelable et nouvelle est croissante. 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 (« CAE ») et d'autres ententes commerciales à faible risque.

Chaque jour, nous nous efforçons d'être l'entreprise de livraison d'énergie de premier choix en Amérique du Nord et ailleurs, pour les clients, les collectivités, les investisseurs, les organismes de réglementation, les décideurs et les employés. Nous visons cet objectif en mettant l'accent sur la sécurité des travailleurs et du grand public, le leadership en matière d'ESG, les relations avec les parties prenantes, l'investissement communautaire ainsi que l'engagement des employés.

STRATÉGIE

Notre stratégie repose sur une compréhension approfondie des fondamentaux de l'offre et de la demande d'énergie. Une gestion rigoureuse de l'attribution des capitaux, qui correspond à nos perspectives sur les marchés de l'énergie, nous a permis de devenir un chef de file du secteur grâce à un portefeuille diversifié d'énergies classiques et à plus faibles émissions de carbone. Nos actifs ont systématiquement généré de robustes flux de trésorerie à faibles risques dans de multiples environnements économiques, géopolitiques et de marchandises. Nous estimons que la qualité et la diversité de nos actifs sont nos principaux facteurs de différenciation, qui nous procurent une flexibilité dans un contexte commercial incertain.

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 nos décisions concernant les investissements et les portefeuilles à l'avenir.

Les flux de trésorerie prévisibles et une croissance proportionnelle caractérisent notre proposition de valeur pour les investisseurs. Notre solide portefeuille d'occasions d'aménagement de projets, l'intégration des récentes acquisitions stratégiques et l'amélioration soutenue de l'efficacité devraient stimuler notre croissance à court terme (2024-2025) et à moyen terme. Nous maintenons notre confiance dans notre stratégie de croissance équilibrée et nous prévoyons continuer d'investir de façon sélective dans notre empreinte diversifiée d'entreprises énergétiques classiques et de plateformes complémentaires à plus faibles émissions de carbone, comme l'énergie renouvelable, le gaz naturel renouvelable (« GNR »), le captage et le stockage du carbone (« CSC »), l'ammoniac bleu et l'hydrogène gazeux. De plus, les facteurs ESG continuent de faire partie intégrante de notre stratégie; nous sommes déterminés à réduire nos émissions, à établir des relations durables avec nos parties prenantes et à promouvoir la diversité, l'équité et l'inclusion.

Conformément à notre stratégie, nous avons fait des progrès dans la réalisation de plusieurs priorités en 2023. En voici certains exemples :

- Nous avons annoncé l'acquisition stratégique de trois services publics gaziers américains, en Ohio, en Utah et en Caroline du Nord. Si elles sont menées à bien, les Acquisitions permettront de créer la plus grande entreprise de services publics gaziers en Amérique du Nord, réduire notre profil de risque d'entreprise, déjà l'un des meilleurs de notre secteur, et assurer une croissance visible, à faible risque et à long terme de la base tarifaire.
- Le secteur Oléoducs a livré des volumes record sur le réseau principal et le réseau du bassin permien, exporté des volumes sans précédent à partir du centre énergétique Ingleside d'Enbridge (« EIEC »), conclu une entente de tarification pour le réseau principal, approuvé le terminal pétrolier de Houston d'Enbridge, assumé l'exploitation du pipeline Gray Oak (« Gray Oak ») et réalisé des appels au marché pour le pipeline Flanagan Sud (« Flanagan Sud ») ainsi que pour les pipelines Gray Oak et Southern Lights, ce qui renforcera encore notre réseau de premier ordre de livraison et d'exportation de pétrole lourd et léger.
- Dans le secteur Transport de gaz et services intermédiaires, nous avons acquis l'installation de stockage de gaz Aitken Creek et l'installation de stockage de gaz Aitken Creek North (collectivement, « Aitken Creek ») en Colombie-Britannique et Tres Palacios Holdings LLC au Texas, pris une décision d'investissement définitive pour le pipeline Rio Bravo, fait progresser le projet de GNL de Woodfibre et réalisé des appels de soumissions fructueux pour le pipeline Algonquin et le réseau Texas Eastern Transmission. Nous continuons de tirer parti des solides fondamentaux du gaz pour fournir de l'énergie sûre, fiable et durable aux Nord-Américains, tout en augmentant simultanément les exportations de GNL.

- Le secteur Distribution et stockage de gaz a fait progresser sa demande de modification des tarifs en Ontario, acquis plus de 46 000 nouveaux clients et mis en œuvre le plus important projet de réduction des gaz à effet de serre (« GES ») de l'Ontario pour faire passer les activités sidérurgiques d'Arcelor Mittal du charbon au gaz naturel. Nous continuons d'améliorer la qualité de vie et de stimuler la croissance économique de l'Ontario en fournissant une énergie rentable, fiable et durable à la province.
- Notre entreprise de production d'énergie renouvelable poursuit sa stratégie de croissance grâce aux importants progrès réalisés dans notre portefeuille européen de parcs éoliens extracôtiers, y compris le projet de 1 000 mégawatts (« MW ») attribué pour le projet Centre Manche 1 en Normandie, en France, l'accroissement de la participation directe dans les projets Hohe See et Albatros en Allemagne et la construction en cours de trois autres projets en France. Nos activités terrestres en Amérique du Nord ont poursuivi leur croissance grâce à l'évolution de notre important portefeuille d'aménagement – actuellement plus de 4 500 MW – et à notre participation dans le projet d'énergie solaire Fox Squirrel en Ohio.
- Notre équipe des nouvelles technologies de l'énergie, en collaboration avec chacune des unités d'exploitation, a fait progresser notre stratégie à faibles émissions de carbone grâce à l'acquisition des actifs de GNR de Morrow Renewables, à l'établissement d'un partenariat stratégique avec Yara permettant de faire avancer le projet d'exportation d'ammoniac bleu de l'EIEC près de Corpus Christi, au Texas, au lancement du projet de GNR Longview dans l'État de Washington de concert avec Divert Inc., et au développement continu de technologies à faibles émissions de carbone prioritaires.
- Nous avons réalisé des progrès notables en vue d'atteindre nos objectifs ESG au cours de l'exercice écoulé. Nous avons continué de renforcer nos relations avec les communautés autochtones partout en l'Amérique du Nord tout en faisant progresser nos engagements en matière de réconciliation. Nous avons également rehaussé la diversité de notre conseil d'administration et de notre effectif. Nous poursuivons sur la voie de la carboneutralité en réduisant nos émissions grâce à de multiples leviers, notamment la modernisation des réseaux, les technologies de réduction du méthane, le recours à des sources d'énergie plus propres dans le cadre de nos activités et l'investissement continu dans nos entreprises à faibles émissions de carbone.
- Nous continuons de recycler notre capital selon des valorisations attrayantes, ce qui a donné lieu, en 2023, à l'annonce de la vente de notre participation dans le pipeline Alliance et notre participation dans l'installation d'Aux Sable. Nous continuons de mettre l'accent sur la gestion rigoureuse des capitaux, l'optimisation et la diversification de notre portefeuille, l'amélioration soutenue de notre profil des flux de trésorerie parmi les meilleurs du secteur ainsi que la solidité et la souplesse financières. De plus, nous continuons de privilégier la réduction des frais d'exploitation afin d'accroître notre rentabilité et notre avantage concurrentiel.

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

Nos priorités stratégiques à court terme sont semblables à celles des exercices précédents. Nos principales priorités demeurent de promouvoir activement la sécurité de nos actifs, de protéger l'environnement et de maintenir la fiabilité de notre réseau. Nous nous attachons à accroître la valeur de nos actifs grâce à une optimisation accrue, à tirer profit de nos vastes infrastructures pour faire face à l'évolution des besoins des clients, à mettre l'accent sur la croissance interne des secteurs de desserte et les occasions d'exportation et à aménager des plateformes à plus faibles émissions de carbone dans toutes nos entreprises. Nous continuerons d'investir là où nous pouvons faire progresser notre stratégie, créer un avantage concurrentiel durable et obtenir des rendements intéressants ajustés selon le risque.

Nos principales priorités stratégiques comprennent notamment ce qui suit :

Assurer la sécurité et la fiabilité des activités d'exploitation

La sécurité et la fiabilité des activités d'exploitation sont au cœur de notre stratégie. Nous nous employons à devenir et à demeurer un chef de file de l'industrie dans tous les aspects de la sécurité (des procédés, du public et des personnes) et à assurer le respect des normes les plus élevées de fiabilité et d'intégrité à l'échelle de notre réseau afin de protéger nos collectivités et l'environnement.

Poursuivre la croissance

La pierre angulaire de notre croissance réside dans l'exécution réussie de notre brochette de projets garantis (valeur actuelle de 24 G\$ jusqu'en 2028) dans les délais et 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*.

À court terme, nous nous concentrerons sur la réalisation des transactions visant des services publics gaziers aux États-Unis et sur l'intégration réussie de chaque service public. De plus, nous continuerons de chercher d'autres occasions de croissance de grande qualité à l'échelle de toutes nos plateformes. Nous maintiendrons notre rigueur et nous attribuerons les capitaux uniquement de façon à 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 des projets semblables. Nous évaluerons minutieusement notre capacité d'investissement résiduelle et affecterons des capitaux aux occasions qui sont les plus susceptibles de rehausser la valeur, y compris la poursuite de la croissance interne, les acquisitions complémentaires relatives qui rehaussent notre avantage concurrentiel et le renforcement de 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. De plus, notre réseau de transport de liquides et notre infrastructure d'exportation de premier ordre avantageront le pétrole brut et les combustibles propres et susciteront d'autres possibilités d'exportation. Notre expérience déjà acquise en matière de CSC, nous permettra de saisir de nouvelles possibilités de croissance à plus 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 côtières de GNL. À l'avenir, les projets de production de GNR et leur intégration dans notre réseau amélioreront la longévité des actifs et nous permettront de proposer aux clients des solutions différenciées à plus faibles émissions de carbone. À plus long terme, nous prévoyons multiplier des occasions semblables avec la production, l'intégration et le transport d'hydrogène gazeux afin de décarboner davantage nos offres de gaz et de prolonger la durée de vie des actifs.
- Notre entreprise de distribution et de stockage de gaz naturel, établie en Ontario, poursuivra sa croissance grâce à l'acquisition de nouveaux 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. De plus, nous poursuivrons l'élargissement de façon réfléchie des services offerts aux clients, notamment grâce à l'ajout de programmes de gestion de la demande, de production d'énergie à faibles émissions de carbone et de production décentralisée.
- Notre entreprise de production d'énergie renouvelable est de mieux en mieux positionnée pour tirer profit de la croissance des énergies renouvelables en Europe et en Amérique du Nord. Nous continuerons de tirer parti de nos capacités internes élargies et de nos solides partenariats existants pour mettre en œuvre notre vaste portefeuille de projets d'aménagement et concrétiser la prochaine vague de futurs projets.

Qui plus est, nous visons à stimuler la croissance en maintenant l'accent sur les mesures d'optimisation, la modernisation, la productivité et l'efficacité dans toutes nos entreprises. À titre d'exemple, on peut citer le recours à des agents réducteurs de résistance, la modification de 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 notre secteur Oléoducs et nos concessions de transport de gaz, l'élargissement de l'offre de gaz à plus faible teneur en carbone pour moderniser et intégrer les chaînes de valeur de nos services publics de distribution de gaz naturel et la réalisation d'importantes réductions de coûts durables à l'échelle de l'entreprise grâce à l'innovation ainsi qu'à l'amélioration des processus et des systèmes.

Maintenir la vigueur et la souplesse financières

Nos stratégies financières sont conçues pour conserver des notations de crédit de qualité supérieure afin de disposer de la capacité financière permettant de répondre à nos besoins de financement pour les projets d'investissement et de la souplesse requise pour gérer les perturbations des marchés financiers. Nous prévoyons que notre programme d'investissement garanti en cours peut être aisément financé par des flux de trésorerie générés en interne, la liquidité de notre bilan et la monétisation sélective d'actifs. 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. Nous sélectionnons, analysons et évaluons les occasions par l'application d'un cadre d'investissement discipliné dans le but de déployer efficacement le capital pour assurer la croissance tout en donnant lieu à 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, à atténuer les risques, à appuyer nos objectifs ESG et à rehausser la souplesse financière. À court terme, nous mettons l'accent sur les occasions à faible intensité capitalistique pour rehausser le rendement à l'échelle des entreprises existantes (expansions et optimisations internes), la modernisation des réseaux et les investissements fondés sur la tarification des services publics. Nous restons également concentrés sur les projets de plus grande envergure où les concepts commerciaux correspondent à notre proposition de valeur pour les investisseurs et où nous pouvons gérer efficacement les risques pendant la phase d'exécution. Alors que nous nous concentrerons sur la réalisation des transactions visant des services publics gaziers aux États-Unis à court terme, nous continuons d'évaluer d'autres occasions d'amélioration de la valeur, y compris des acquisitions relatives qui peuvent compléter notre portefeuille.

Dans notre évaluation des possibilités d'investissement classiques, nous tenons compte également des solutions de rechange possibles pour le déploiement de capital. Ces solutions de rechange dépendent de nos perspectives du moment et incluent d'autres réductions de la dette et augmentations de dividendes.

Être un chef de file de l'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, nous prévoyons que la demande d'énergie augmentera. Nous et notre société reconnaissons de plus en plus le besoin d'une énergie sûre et fiable tout en réduisant les émissions mondiales de GES. Par conséquent, les systèmes énergétiques à l'échelle du globe sont réagencés alors que les intervenants du secteur, les organismes de réglementation et les consommateurs cherchent à équilibrer ces facteurs. Nous sommes une entreprise d'infrastructures énergétiques diversifiée et, de ce fait, nous croyons être bien placés pour jouer un rôle clé dans la transition énergétique en réduisant l'intensité des émissions des combustibles classiques que nous transportons et stockons, en appuyant le passage des sources d'énergie à plus fortes émissions aux options à plus faibles émissions de carbone pour nos clients et en préconisant, auprès des organismes de réglementation, des décideurs politiques et d'autres parties prenantes clés, le développement et l'aménagement des futures infrastructures énergétiques à plus faibles émissions de carbone dont la planète a besoin.

Nous croyons que la diversification et l'innovation joueront un rôle de premier plan dans la transition vers un avenir à plus faibles émissions. À ce jour, nous avons fait d'importants investissements dans l'infrastructure de gaz naturel, les technologies de réduction des émissions et les actifs liés aux énergies renouvelables, ce qui nous a aidés à réduire nos émissions et à élargir davantage nos plateformes pour permettre la transition énergétique à l'échelle mondiale. Nos domaines d'intérêt en matière d'énergie renouvelable demeurent le secteur éolien extracôtier, les projets terrestres à grande échelle ainsi que les services et solutions intégrés en matière d'énergie propre pour les clients. Nous jouons également un rôle de chef de file dans d'autres plateformes à plus faibles émissions de carbone, comme le GNR, l'ammoniac bleu, le CSC et l'hydrogène gazeux, 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, tous les nouveaux investissements que nous ferons devront être assortis d'un parcours bien défini vers la carboneutralité, conformément à nos objectifs ESG.

Nous travaillons en étroite collaboration avec nos clients et nos parties prenantes pour soutenir le rythme de la transition énergétique et nous tirons activement parti de notre leadership en matière de facteurs ESG et de nos capacités d'exécution de calibre mondial pour faire progresser notre positionnement en tant que fournisseur d'énergie différencié. Nous mettons régulièrement à l'essai nos actifs dans le cadre de divers scénarios de transition afin d'assurer la résilience de nos activités.

INSTRUMENTS STRATÉGIQUES

Pour mettre en œuvre notre stratégie avec succès et créer un avantage concurrentiel, nous mettons l'accent sur des capacités de pointe en matière de facteurs ESG, de talents, de technologie, d'exploitation, de développement et de croissance.

Critères environnementaux, sociaux et de gouvernance

Le développement durable est indissociable de notre capacité de livrer l'énergie en toute sécurité et avec fiabilité. 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.

En 2023, nous avons publié notre 22^e rapport annuel sur le développement durable décrivant nos progrès par rapport à nos objectifs ESG¹, avec les points saillants suivants :

- Nous avons réalisé des progrès considérables vers l'atteinte de nos objectifs provisoires de réduction de l'intensité des émissions de carbone et de carboneutralité grâce à la modernisation et à la force d'innovation de notre réseau, à l'investissement continu dans l'énergie solaire autonome, aux énergies renouvelables en amont du compteur et à l'exécution de CAE supplémentaires pour de l'énergie renouvelable.
- Nous avons redoublé d'efforts pour nous assurer que notre effectif et notre conseil d'administration reflètent mieux la diversité de nos collectivités, habilitant notre effectif par l'entremise de groupes-ressources d'employés et faisant progresser nos engagements en matière de diversité, d'équité et d'inclusion.
- Nous avons poursuivi nos améliorations en vue de notre cible de zéro en matière d'accidents et de blessures et avons fait des progrès en vue de la mise en application de robustes programmes de cybersécurité.

Depuis l'établissement de nos objectifs ESG en 2020, nous avons réalisé des progrès considérables en intégrant la durabilité à notre stratégie, à notre gouvernance, à nos activités et à notre processus décisionnel. Nous relierons notre performance en matière d'ESG à la rémunération incitative et nous réalisons des progrès considérables vers l'atteinte de ces objectifs en exécutant nos plans d'action.

¹ Tous les pourcentages ou objectifs précis concernant l'inclusion, la diversité, l'équité et l'accessibilité sont des objectifs ambitieux que nous avons l'intention d'atteindre d'une manière conforme aux lois locales, provinciales, fédérales et étatiques, y compris, mais sans s'y limiter, les règlements fédéraux des États-Unis, la Commission pour l'égalité d'accès à l'emploi, le Département du Travail et l'Office of Federal Contract Compliance Programs.

Nous visons à renforcer continuellement son approche en matière d'ESG et prenons les mesures supplémentaires suivantes :

- Travailler de façon proactive avec des organisations faisant la promotion de lignes directrices sur l'évaluation et la réduction des émissions pour le secteur intermédiaire.
- Collaborer avec les principaux fournisseurs pour formuler des plans de réduction des émissions.
- Poursuivre le développement de partenariats en matière d'énergie à plus 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 gazeux ainsi que le captage et le stockage du carbone;
- Continuer de faire progresser notre engagement à l'égard d'une réconciliation significative et de l'établissement de partenariats respectueux et collaboratifs avec les Autochtones.

Nous diffusons des mises à jour annuelles 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.**

Notre équipe

Nos employés sont la pierre angulaire de notre succès et l'amélioration de leurs compétences demeure au cœur de nos préoccupations. Nous faisons évoluer notre stratégie de gestion des ressources humaines afin d'améliorer l'expérience de nos employés et de mettre davantage l'accent sur l'apprentissage et le perfectionnement. Nous reconnaissons la diversité et la diversité d'opinions et nous avons intégré des pratiques d'inclusion dans tous nos programmes et processus 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

Nous reconnaissons le rôle vital que la technologie joue pour nous aider à atteindre nos objectifs stratégiques. Nous nous sommes engagés à viser l'innovation et des solutions technologiques permettant d'améliorer la sécurité et la fiabilité, de maximiser nos produits d'exploitation, d'améliorer l'efficacité et de permettre une transition vers de nouvelles solutions énergétiques plus propres. Nous continuons de mettre l'accent sur la résilience et la fiabilité de nos systèmes du point de vue de la cybersécurité et nous travaillons à améliorer nos capacités et à former notre effectif afin de protéger notre système d'infrastructures essentielles contre les menaces croissantes.

Exploitation et aménagement

En tant qu'importante société d'aménagement et d'exploitation d'infrastructures, Enbridge met l'accent sur l'excellence de ses activités, particulièrement en matière de sécurité, de réglementation, d'exécution de projets et d'efficacité. La sécurité est fondamentale pour Enbridge et la mentalité axée sur la sécurité de la société reflète son engagement à protéger le public, ses employés, l'environnement et l'intégrité de ses pipelines et installations. Nous reconnaissons l'importance d'avoir de solides relations de confiance avec les organismes de réglementation alors que nous planifions et exécutons nos projets et que nous poursuivons nos activités courantes. Nous sommes déterminés à être proactifs en matière de réglementation aux niveaux fédéral, régional et local pour nous assurer d'établir et de maintenir un réseau énergétique sûr et fiable sur lequel nos clients et le public peuvent compter.

De solides processus de développement, d'exécution, de gouvernance, de relations avec les parties prenantes et de chaîne d'approvisionnement sont également essentiels pour réaliser des projets de grande qualité à temps et dans le respect des budgets. Nous cherchons continuellement des moyens d'améliorer l'efficacité et l'efficacité à l'échelle des fonctions essentielles, y compris rationaliser les structures, simplifier les processus, améliorer la responsabilisation et gérer efficacement les risques afin d'obtenir un rendement de premier ordre.

Capacité de croissance

Pour réaliser notre vision et notre mission, nous mettons l'accent sur des capacités précises qui nous aideront à croître et à acquérir un avantage concurrentiel au sein de nos principales et éventuelles nouvelles entreprises. Nous mettons davantage l'accent sur nos clients pour nous assurer de répondre à leurs besoins tout en les aidant de façon proactive à atteindre leurs objectifs de décarbonisation. Nous continuons d'investir dans des capacités de développement d'entreprise de premier plan pour nous assurer de pouvoir repérer et mettre en œuvre des occasions de recyclage de capitaux et d'acquisitions attrayantes. Enfin, nous croyons que le système énergétique futur continuera non seulement d'être hautement intégré, mais aussi de devenir plus complexe. Pour ce faire, il faudra pour le développer et le gérer un écosystème de parties prenantes, allant des clients et des prêteurs aux fabricants d'équipement d'origine et aux organismes de réglementation. Nous croyons qu'il est essentiel de bénéficier de solides compétences en matière de structuration de partenariats et de gestion de relations pour bâtir et maintenir le solide système d'infrastructures énergétiques dont le monde a besoin.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

En 2023, les activités se sont divisées 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. Le réseau principal au Canada comprend six pipelines adjacents d'une capacité d'exploitation totale d'environ 3,2 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. Par l'intermédiaire de nos prédécesseurs, 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 sur le réseau principal au Canada, à l'exception des canalisations 8 et 9 qui font l'objet de droits séparés, est échu depuis le 30 juin 2021. L'ETC était un accord négocié de 10 ans qui prévoyait des droits locaux au Canada 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.

Enbridge a conclu une entente à l'égard d'un règlement négocié avec les expéditeurs pour les droits liés au transport sur son réseau principal. L'entente tarifaire pour le réseau principal (« ETPR ») vise les tronçons canadien et américain du réseau principal et permettra de poursuivre l'exploitation du réseau principal en tant que réseau de transport commun accessible à tous les expéditeurs selon un processus de nomination mensuel. L'ETPR est assujéti à l'approbation des organismes de réglementation. Il sera en vigueur pendant sept ans et demi, soit jusqu'à la fin de 2028, les droits provisoires révisés entrant en application le 1^{er} juillet 2023.

L'ETPR prévoit :

- un TIC pour les expéditions de pétrole brut lourd de Hardisty à Chicago, composé de droits de 1,65 \$ le baril sur le réseau principal au Canada, majoré de droits de 2,57 \$ US le baril sur le réseau de Lakehead et majoré des droits supplémentaires applicables au titre du remplacement de la canalisation 3;
- l'indexation des droits visant les coûts d'exploitation, d'administration et d'électricité liés aux indices des prix à la consommation et des prix de l'électricité aux États-Unis;
- des droits qui continuent d'être ajustés en fonction de la distance et des marchandises et qui sont fondés sur un TIC à double devise;
- un tunnel visant le rendement financier offrant à Enbridge des incitatifs pour optimiser le débit et les coûts, mais aussi une protection contre les baisses en cas de perturbations extrêmes de l'offre ou de la demande ou d'exposition imprévue des frais d'exploitation; ce tunnel de rendement vise à assurer pour le réseau principal un rendement se situant entre 11 % et 14,5 %, en fonction d'une structure du capital présumée comportant 50 % de capitaux propres, ce qui est comparable aux rendements obtenus en moyenne sur la durée de l'entente de tarification précédente.

Environ 70 % des livraisons sur le réseau principal sont assujetties à des droits aux termes de ce règlement, tandis qu'environ 30 % des livraisons vers les marchés en aval du réseau principal sont assujetties à des droits intégraux. Le règlement prévoit le maintien d'une augmentation ou d'une diminution de 0,035 \$ US le baril des droits pour le réseau principal pour toute variation de 50 000 barils par jour du débit.

Les résultats financiers prévus de ce règlement sont conformes aux résultats financiers déjà déclarés, compte tenu de la provision déjà comptabilisée, des ajustements des coûts en fonction de l'inflation et de l'augmentation des volumes. Le 15 décembre 2023, Enbridge a déposé auprès de la Régie de l'énergie du Canada (la « Régie ») une demande d'approbation de l'ETRP, avec l'appui unanime des représentants de ses parties prenantes. La Régie a indiqué dans la lettre de présentation du processus qu'aucun commentaire dissident n'a été reçu avant le 19 janvier 2024 et qu'elle peut décider de la demande ou qu'elle peut établir d'autres étapes dans le cadre du processus.

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 indicielle 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.

Le 24 mai 2023, Enbridge a déposé une offre de règlement auprès de la FERC visant le réseau de Lakehead (le « règlement visant le réseau de Lakehead »). En plus de résoudre le litige lié à la portion indexée du tarif applicable au réseau de Lakehead, le règlement visant le réseau de Lakehead prévoit aussi une date d'abrègement de l'amortissement établie au 31 décembre 2048 pour le tarif de base applicable à la portion indexée et au mécanisme de supplément lié aux installations ainsi qu'une entente sur les modalités de recouvrement futur au moyen du mécanisme de supplément lié aux installations pour les coûts liés à deux projets touchant la canalisation 5, soit le projet de relocalisation au Wisconsin et le tunnel du détroit Mackinac. Le règlement visant le réseau de Lakehead a été certifié par un juge le 23 juin 2023 et approuvé par les commissaires de la FERC le 27 novembre 2023. Les tarifs du réseau Lakehead ont été mis à jour le 1^{er} décembre 2023 pour tenir compte des modalités du règlement visant le réseau de Lakehead.

RÉSEAU RÉGIONAL DES SABLES BITUMINEUX

Le réseau régional des sables bitumineux comprend sept pipelines de transport sur longue distance situés en Alberta, soit le pipeline Athabasca, le pipeline Waupisoo, le pipeline Woodland et le prolongement de Woodland, le réseau pipelinier composé du pipeline Wood Buffalo et de son prolongement 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 trois principaux gisements de sables bitumineux, soit Athabasca, Cold Lake et Peace River.

La capacité cumulée de nos pipelines de transport de longue distance à l'intérieur de l'Alberta est d'environ 1 120 milliers de barils par jour (« kb/j ») jusqu'à Edmonton et 1 415 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.

Le 5 octobre 2022, nous avons conclu une transaction avec Athabasca Indigenous Investments Limited Partnership (« Aii »), une entité nouvellement créée représentant 23 Premières Nations et communautés métisses, dans le cadre de laquelle Aii a acquis une participation hors exploitation de 11,6 % dans sept pipelines de transport sur longue distance situés en Alberta faisant partie du réseau régional de sables bitumineux.

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

Le réseau de la côte du golfe du Mexique comprend Flanagan Sud, le pipeline Spearhead, le réseau de pétrole brut Seaway (« pipeline Seaway »), le réseau du milieu du continent (« terminal de Cushing »), Gray Oak et l'EIEC.

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 660 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.

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.

Le réseau du milieu du continent est formé des terminaux de stockage du terminal de Cushing, soit plus de 110 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 26 millions de barils. Une partie des installations de stockage sert à des fins opérationnelles, et le reste est cédé à forfait 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.

Gray Oak est un réseau de transport de pétrole brut de 1 368 kilomètres (850 milles) qui s'étend depuis le bassin Eagle Ford et le bassin permien dans l'ouest du Texas. Il a des points de livraison sur la côte américaine du golfe du Mexique et dans la région de raffinage de Houston. Le pipeline Gray Oak transporte du pétrole brut léger et a une capacité annuelle moyenne prévue de 900 kb/j. Le 31 décembre 2023, notre participation économique effective dans Gray Oak a augmenté, passant de 58,5 % à 68,5 % en raison de l'acquisition de la participation de 10 % de Rattler Midstream dans le pipeline. Nous avons assumé l'exploitation de Gray Oak en avril 2023.

En octobre 2021, nous avons fait l'acquisition de Moda Midstream Operating, LLC, qui comprend l'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 Mb/j. Nous avons aussi fait l'acquisition d'une participation de 20 % dans le pipeline Cactus II d'une capacité de 670 kb/j, d'une participation de 100 % dans le pipeline Viola d'une capacité de 300 kb/j et d'une participation de 100 % dans le terminal Taft d'une capacité de 350 kb/j. En novembre 2022, nous avons fait l'acquisition d'une participation supplémentaire de 10 % dans le pipeline Cactus II, ce qui porte à 30 % notre participation de propriétaire non exploitant.

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. Un appel au marché entièrement souscrit a été mené à bien en décembre 2023, ce qui a permis de maintenir le niveau des contrats à 90 % jusqu'au milieu de 2030.

Le réseau Express-Platte est constitué du pipeline Express et du pipeline Platte, ainsi que d'installations de stockage de pétrole brut d'une capacité de quelque 5,6 millions de barils. Il transporte du pétrole brut sur environ 2 736 kilomètres (1 700 milles) depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Wood River, en Illinois. Le pipeline Express, d'une capacité de 310 kb/j, amène le pétrole brut jusqu'aux marchés américains de raffinage dans la région des Rocheuses, notamment au Montana, au Wyoming, au Colorado et en Utah. Le pipeline Platte, d'une capacité de 145 à 164 kb/j, rejoint le pipeline Express à Casper, au Wyoming, et sert principalement au transport du pétrole brut provenant de la formation schisteuse de Bakken et de l'Ouest canadien jusqu'aux raffineries du Midwest américain. La capacité du pipeline Express fait généralement l'objet d'engagements pris dans le cadre de contrats d'achat ferme à long terme avec des expéditeurs. Une petite partie de la capacité du pipeline Express et la totalité de celle du pipeline Platte sont utilisées par des expéditeurs sans engagement, qui paient uniquement la capacité pipelinrière qu'ils utilisent au cours d'un mois donné.

Le réseau Bakken comprend le réseau du Dakota du Nord et le réseau pipelinier Bakken. Le réseau du Dakota du Nord dessert le bassin de 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. 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 assujettis à la réglementation de 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.

Nous détenons une participation effective de 27,6 % dans le réseau pipelinier Bakken, qui relie le bassin de Bakken, dans le Dakota du Nord, aux marchés de l'est du PADD II et de la côte américaine du golfe du Mexique. Le réseau pipelinier Bakken comprend le projet de pipeline 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 d'environ 750 kb/j de pétrole brut et elle pourrait être augmentée en haussant la puissance de pompage. Le réseau pipelinier Bakken est visé par des engagements de débit à long terme de la part de plusieurs producteurs.

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

Les principaux actifs de cette unité sont le terminal à forfait et les cavernes de stockage Hardisty situés près de Hardisty, en Alberta, un important carrefour pipelinier de brut dans l'Ouest canadien, ainsi que le pipeline de prolongement de l'accès vers le sud (le « pipeline SAX ») entre Flanagan, en Illinois, et Patoka, également en Illinois. Nous détenons une participation effective de 65 % dans le pipeline SAX. La presque totalité de la capacité de 300 kb/j du pipeline SAX 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 180 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 (transport ferroviaire ou camionnage) 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, comme le projet d'expansion du pipeline Trans Mountain, 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 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. 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. Nous nous attendons à ce que l'utilisation de notre infrastructure dans un avenir prévisible soit alimentée par la demande de pétrole brut canadien aux États-Unis.

Selon les prévisions, la demande 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.

En raison de l'accélération de la production extracôtière au Brésil et au Guyana et de la croissance continue en provenance du Canada et des États-Unis, on s'attend à ce que l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (« OPEP ») tente de gérer les prix avec des contraintes contingentes continues, ce qui retardera la croissance de son offre. Cependant, la production dans certains pays de l'OPEP, comme l'Iran et le Venezuela, pourrait augmenter par rapport aux niveaux actuels. Aux États-Unis, la croissance sera probablement 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 probablement l'expansion des projets existants et de certaines nouvelles installations potentielles.

Notre réseau principal a été exploité au maximum en 2023, avec un débit de 3,2 Mb/j. La demande des raffineries du marché du nord du Midwest du PADD II a été soutenue. Sur la côte américaine du golfe du Mexique, la faiblesse de l'offre de pétrole brut lourd de l'Amérique latine et du Moyen-Orient fait augmenter la demande de pétrole brut lourd canadien. Bon nombre des raffineries reliées au réseau principal sont complexes et concurrentielles dans le contexte mondial.

La croissance à long terme prévue 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 estimons être 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 de l'EIEC 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 pourrait donner lieu à une 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.

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, LP (« Texas Eastern »), Algonquin Gas Transmission, LLC (« Algonquin »), Maritimes & Northeast (« M&N ») (É.-U. et Canada), East Tennessee Natural Gas, LLC (« East Tennessee »), Gulfstream Natural Gas System, L.L.C. (« Gulfstream »), Sabal Trail Transmission, LLC (« Sabal Trail »), NEXUS Gas Transmission, LLC (« NEXUS »), Valley Crossing Pipeline, LLC (« Valley Crossing »), Southeast Supply Header, LLC (« 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 inter-États 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 13 765 kilomètres (8 553 milles) de canalisations et des stations de compression connexes et a une capacité de pointe de 12,0 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi³/j ») de gaz naturel. Texas Eastern est aussi raccordé à cinq installations de stockage affiliées qui appartiennent en tout ou en partie à d'autres entités d'US Gas Transmission, y compris l'installation de stockage de Tres Palacios que nous avons acquise le 3 avril 2023.

Le réseau de transport de gaz naturel inter-États 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 3,1 Gpi³/j de gaz naturel.

M&N US possède une capacité de pointe de 0,8 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 0,5 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 inter-États East Tennessee a une capacité de pointe de 1,9 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 2 449 kilomètres (1 522 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.

Valley Crossing est un réseau de gazoducs intraétatique 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.

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 1,7 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.

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 1,4 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 inter-États 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 inter-États de transport du gaz naturel constitué de quelque 414 kilomètres (257 milles) de canalisations et des 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.

Le réseau SESH est un réseau inter-États de transport du gaz naturel constitué de quelque 462 kilomètres (287 milles) de canalisations et des 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, dont la capacité quotidienne de pointe s'établit à 1,1 Gpi³/j. Nous détenons une participation de 50 % dans SESH.

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

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

TRANSPORT DE GAZ AU CANADA

L'unité d'exploitation Transport de gaz au Canada englobe le gazoduc British Columbia (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. Elle comprend aussi l'installation de stockage de gaz d'Aitken Creek, située en Colombie-Britannique, au Canada, que nous avons acquise le 1^{er} novembre 2023.

BC Pipeline offre des services de transport de gaz naturel en assurant le transport de gaz naturel à partir d'installations situées principalement dans le nord-est de la Colombie-Britannique vers des marchés situés en Colombie-Britannique et dans la région du nord-ouest des États-Unis sur la côte du Pacifique. Le réseau 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. BC Pipeline est assujéti à la réglementation fondée sur le coût total des services de la Régie.

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 Liquid Products LP, 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.

Le 13 décembre 2023, nous avons annoncé qu'Enbridge avait conclu une entente définitive pour vendre sa participation de 50,0 % dans le pipeline Alliance et sa participation dans Aux Sable (y compris sa participation de 42,7 % dans Aux Sable Midstream LLC et Aux Sable Liquid Products L.P. ainsi que sa participation de 50 % dans Aux Sable Canada LP) à Pembina Pipeline Corporation en contrepartie de 3,1 G\$, y compris un emprunt sans recours de 0,3 G\$, sous réserve des ajustements de clôture habituels. La clôture devrait avoir lieu au premier semestre de 2024, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires et de la satisfaction des conditions de clôture habituelles.

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.

Depuis le 17 août 2022, les services intermédiaires aux États-Unis comprennent également une participation économique effective de 13,2 % dans DCP Midstream, LP (« DCP »). Avant le 17 août 2022, nous détenions une participation économique effective de 28,3 % dans DCP. DCP est une coentreprise possédant un portefeuille d'actifs diversifié et elle est 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 possède et exploite plus de 36 usines ainsi que des gazoducs et des pipelines de LGN d'une longueur d'environ 86 905 kilomètres (54 000 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 12 pipelines de collecte et de transport de gaz naturel réglementés par la FERC et cinq 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 2 200 kilomètres (1 365 milles) de conduites sous-marines et des installations terrestres d'une capacité totale d'environ 6,6 Gpi³/j.

En 2023, Enbridge a acquis une participation de 10 % dans Divert Inc., société d'infrastructures de GNR, qui confère à Enbridge l'option d'investir à concurrence de 1,3 G\$ (1,0 G\$ US) dans des projets de conversion de déchets alimentaires en GNR à l'échelle des États-Unis.

Le 2 janvier 2024, par l'intermédiaire d'une filiale américaine entièrement détenue, nous avons acquis auprès de Morrow Renewables les six premières installations de production de GNR à partir de sites d'enfouissement situés au Texas et en Arkansas. Les actifs acquis s'harmonisent avec notre stratégie à faibles émissions de carbone et la font progresser.

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 émane surtout d'autres pipelines de gaz naturel interétatiques/interprovinciaux et intraétatiques/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. 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 nous prévoyons continuer de contribuer à l'évolution du paysage énergétique.

La production de gaz naturel dans le bassin de la région des Appalaches et le bassin permien a connu une très forte croissance au cours des dix dernières années. Aujourd'hui, la production cumulée de gaz naturel de ces régions est supérieure à 53 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 rareté sur les marchés du nord-est. Nos réseaux 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 demeurer stable au cours de la prochaine décennie. 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 des exportations par pipelines vers le Mexique. La demande régionale sur ces marchés devrait augmenter d'environ 20 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. En 2023, les États-Unis ont exporté plus de 11,9 Gpi³/j de gaz naturel, principalement de la région du golfe du Mexique.

L'Ouest canadien représente également 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. Le profil de l'offre sur le continent est de plus en plus axé sur le gaz naturel de schiste en provenance des régions de Montney et de Duverney, dans l'ouest du Canada. Ces gisements joueront un rôle essentiel alors que le Canada entre sur le marché mondial en tant qu'exportateur de GNL. La production de l'Ouest canadien devrait passer de 18 Gpi³/j en 2023 à 22 Gpi³/j en 2040. Cette croissance soutiendra des exportations supplémentaires de 4 Gpi³/j de GNL. Cette transition de l'offre influe sur notre stratégie de croissance et sur la nature des projets prévus pour nos dépenses en immobilisations présentés à la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Projets de croissance – Projets garantis sur le plan commercial*.

Selon le scénario publié récemment par l'Agence internationale de l'énergie, la demande énergétique mondiale devrait augmenter d'environ 21 % d'ici 2050, surtout en raison de la croissance économique des pays non membres de l'OCDE. Selon ce scénario, le gaz naturel aura un rôle important à jouer pour répondre à cette demande d'énergie et la consommation de gaz devrait augmenter d'environ 11 % au cours de cette période comme l'une des sources d'énergie les plus importantes au monde. Les exportations en provenance de l'Amérique du Nord devraient jouer 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 et de construire des installations d'exportation supplémentaires pour répondre à la demande internationale.

Les répercussions à long terme du conflit qui persiste en Ukraine sur les marchés mondiaux du gaz sont encore incertaines. En 2022, l'Europe a connu une hausse marquée des prix du gaz naturel en raison de la réduction de l'offre de la Russie. Les marchés mondiaux du GNL ont réagi, et les cargaisons de GNL ont été redirigées du marché asiatique vers l'Europe, ce qui a permis à celles de l'Europe de répondre à la demande de pointe pendant un hiver qui s'est avéré doux. Les volumes de stockage de gaz naturel à l'approche de la saison hivernale 2023-2024 en Europe étaient élevés et, jusqu'à présent, les températures hivernales douces ont permis de contenir les prix. Les perspectives pour les prix du gaz demeurent quelque peu volatiles, mais on s'attend généralement à une normalisation graduelle.

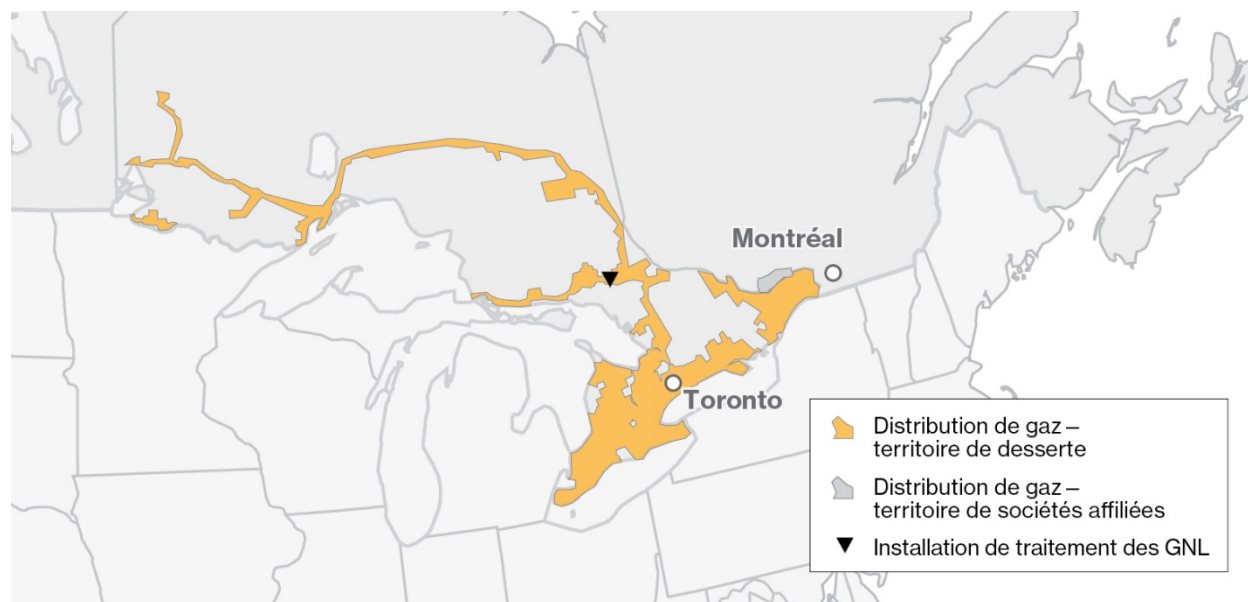
L'Europe continue de chercher des sources d'approvisionnement en gaz à plus faible teneur en carbone et a accéléré la production de l'hydrogène comme solution de rechange au gaz naturel. Le marché mondial de l'hydrogène est encore relativement immature, mais grâce aux mesures incitatives mises en place, comme les mesures mises de l'avant par la loi intitulée *Inflation Reduction Act* des États-Unis, la production d'hydrogène à grande échelle est de plus en plus commercialisée, ce qui a mené à un marché d'exportation en croissance. Compte tenu de sa proximité avec des sources d'approvisionnement en gaz naturel à faible coût et un stockage géologique approprié pour le dioxyde de carbone, la côte américaine du golfe du Mexique est bien placée pour être une plaque tournante de premier plan pour l'exportation d'hydrogène bleu sur les marchés internationaux. Étant donné l'évolution rapide des facteurs fondamentaux mondiaux et l'appétit croissant pour l'hydrogène à plus faible teneur en carbone, nous croyons que nous sommes bien placés pour procurer aux expéditeurs des solutions à valeur ajoutée et répondre à la demande régionale et internationale.

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. 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*.

Le GNR est considéré comme une solution de rechange durable et plus écologique au gaz naturel classique, qui provient de sources de déchets organiques comme les résidus agricoles, les déchets alimentaires et autres. Le processus de production comprend le plus souvent la digestion anaérobie de ces matières organiques, ce qui entraîne la production de biogaz composé principalement de méthane. Contrairement au gaz naturel classique, le GNR est considéré comme neutre en carbone, voire négatif en carbone, car le dioxyde de carbone qui est finalement libéré pendant la combustion est compensé par le carbone capté pendant la croissance de la matière organique. Ce cycle en boucle fermée peut contribuer à atténuer les émissions de GES et à répondre aux préoccupations liées aux changements climatiques. Le GNR peut être intégré de façon transparente à l'infrastructure actuelle de gaz naturel, offrant une source d'énergie polyvalente pour le chauffage, le transport et la production d'électricité. Alors que les sociétés accordent de plus en plus d'importance à la durabilité, le GNR pourrait jouer un rôle important dans la transition vers un avenir énergétique plus propre et plus résilient. Le GNR est appelé à se développer à mesure que s'intensifie l'intérêt mondial pour des solutions énergétiques durables. Selon le scénario publié récemment par l'Agence internationale de l'énergie, la consommation mondiale de GNR devrait augmenter à un taux de croissance annuel composé de 11 % d'ici 2050.

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 également nos activités de distribution de gaz naturel au Québec.



ENBRIDGE GAS

Enbridge Gas est un distributeur de gaz naturel à tarifs réglementés proposant des services de stockage et de transport. Le réseau de distribution d'Enbridge Gas, appuyé par des installations de stockage et de compression, transporte le gaz naturel du point d'approvisionnement local aux clients et fournit des services aux clients résidentiels, commerciaux et industriels situés en Ontario.

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

Distribution

La distribution de gaz naturel à la clientèle représente la principale source de revenus d'Enbridge Gas. Les services offerts aux clients résidentiels, aux petites entreprises et aux industries pour le chauffage sont principalement fondés sur le coût du service (sans contrat à durée ou à prix fixe). Les services offerts à des clients commerciaux et industriels plus importants sont habituellement fondés sur des ententes annuelles liées à des contrats de service garanti ou interruptible. Aux termes d'un contrat de service garanti, Enbridge Gas est tenue de livrer du gaz naturel à ses clients à concurrence d'un volume quotidien maximal. Le service assuré conformément à un contrat de service interruptible est semblable à celui d'un contrat de service garanti, excepté qu'il permet des interruptions de service au gré d'Enbridge Gas principalement pour répondre à la demande saisonnière ou en période de pointe. La Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO ») approuve les tarifs pour les services contractuels et les services généraux. Le réseau de distribution comprend des pipelines qui s'étendent sur environ 151 000 kilomètres (93 827 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 service 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 liés 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 service 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 3 800 kilomètres (2 361 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 ont continué d'augmenter 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 2023, Enbridge Gas a livré 2 218 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 17 ans et le contrat le plus long ayant encore 17 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 284 Gpi³; elle comprend 33 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 2023, Dawn a fourni des services de stockage, d'équilibrage, de prêt, de transport, d'échange et de charge de pointe à près 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 trois ans et le contrat le plus long ayant encore 13 ans à courir.

GAZIFÈRE

Par ailleurs, nous détenons entièrement Gazifère Inc. (« Gazifère »), une entreprise de distribution de gaz naturel qui dessert près de 45 000 clients dans l'ouest du Québec. Gazifère est réglementée par la Régie de l'énergie du Québec.

SERVICES PUBLICS GAZIERS AUX ÉTATS-UNIS

Le 5 septembre 2023, nous avons annoncé qu'Enbridge avait conclu trois ententes définitives distinctes avec Dominion Energy, Inc. en vue de l'acquisition de The East Ohio Gas Company, de Questar Gas Company et ses sociétés affiliées Wexpro, et de Public Service Company of North Carolina pour un prix d'achat totalisant 19,1 G\$ (14,0 G\$ US). Si elles sont conclues, les Acquisitions créeront la plus grande plateforme de services publics gaziers en Amérique du Nord permettant d'acheminer plus de 9 Gpi³/j à environ 7 millions de clients sur des territoires à réglementations diverses. La clôture des Acquisitions est prévue en 2024, sous réserve de la satisfaction des conditions de clôture habituelles, notamment de l'obtention de certaines approbations réglementaires, qui ne sont pas des clauses de conditionnalité réciproque.

CONCURRENCE

Le réseau d'Enbridge Gas est réglementé par la CEO et est assujéti 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 charbon, le propane et les mazouts. Les facteurs qui influent sur la demande de gaz naturel comprennent notamment les conditions météorologiques, les variations de prix, la disponibilité du gaz naturel et d'autres formes d'énergie, l'intensité de l'activité commerciale, la conservation, la législation comprenant la loi fédérale sur la tarification du carbone, la réglementation gouvernementale et 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 se stabilisera à long terme alors que la demande en période de pointe quotidienne pourrait augmenter. Toutefois, certains risques propres au marché du gaz naturel peuvent faire obstacle à ses perspectives de croissance. La récente décision de la CEO concernant la demande d'Enbridge Gas visant à établir la base tarifaire de 2024, les politiques de carboneutralité, 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 et les exigences relatives aux politiques publiques.

La récente décision de la CEO concernant la demande d'Enbridge Gas visant à établir la base tarifaire de 2024 prévoit des changements à l'horizon de revenus au cours duquel les coûts peuvent être recouvrés pour les raccordements de clients à faible volume. Les répercussions de la récente décision de la CEO sont en cours d'évaluation. Se reporter à la rubrique *Réglementation – Réglementation gouvernementale – Distribution et stockage de gaz* pour un complément d'information.

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 et proposés de GNR, nous visons également d'autres sources d'approvisionnement à plus faible empreinte carbone, comme le gaz naturel produit de façon responsable et l'hydrogène gazeux.

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. Cependant, au cours des deux dernières années, l'agitation géopolitique a augmenté et a suscité des préoccupations élevées à l'égard de la sécurité énergétique, notamment en Europe et en Asie. Dans ce contexte, l'une des principales sources d'approvisionnement soutenant la sécurité énergétique mondiale a été le GNL américain, qui a rehaussé la concurrence pour les réserves nord-américaines. Cette dynamique du marché a entraîné une hausse et une volatilité des prix du gaz naturel dans de nombreux points d'échange du gaz naturel aux États-Unis et au Canada. 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 augmenté en raison de la récente volatilité des prix du gaz naturel.

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 Ontario et au Québec ainsi que dans les États du Colorado, du Texas, de l'Indiana, de l'Ohio et de la Virginie-Occidentale. En Europe, nous détenons des participations dans des parcs éoliens extracôtiers en exploitation dans les eaux côtières du Royaume-Uni, de la France et de l'Allemagne ainsi que dans plusieurs projets éoliens extracôtiers en construction et en cours d'aménagement actif en France et au Royaume-Uni.



Les investissements cumulés dans le secteur Production d'énergie renouvelable représentent une capacité de production nette d'environ 2 371 MW, qui se ventile comme suit :

- 1 399 MW sont générés par les installations éoliennes en Amérique du Nord;
- 526 MW sont générés par les installations éoliennes extracôtières en Europe;
- 186 MW devraient être générés par les projets éoliens extracôtiers de Fécamp et de Calvados en France, tous deux actuellement en construction;
- 6 MW devraient être générés par le projet éolien flottant extracôtier Provence Grand Large en France, qui est actuellement en construction;
- 198 MW sont générés par les installations solaires en exploitation en Amérique du Nord, et d'autres projets prévoyant une capacité supplémentaire de 30 MW sont en pré-construction ou en construction.

La plus grande partie de l'énergie produite dans ces installations est vendue aux termes de CAE à long terme.

Le secteur Production d'énergie renouvelable comprend aussi notre participation de 24,1 % 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 entrée en exploitation en mars 2022.

COENTREPRISES/SATELLITES

La majeure partie de nos investissements dans des actifs éoliens et des actifs d'énergie solaire au Canada et deux de nos 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. Aux États-Unis, un de nos projets solaires est détenu au sein d'une coentreprise distincte dans laquelle nous possédons une participation de 50 %.

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 49,9 % dans les parcs éoliens extracôtiers Hohe See et Albatros, situés en Allemagne;
- une participation de 25,5 % dans le projet éolien extracôtier de Saint-Nazaire, situé en France;
- une participation de 25 % dans le projet éolien flottant extracôtier Provence Grand Large, en 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 de Calvados, en construction en France.

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 importantes 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 domaine de la 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.

Côté demande, 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 de réduction des 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 plus faible intensité de leurs émissions de carbone. Les gouvernements proposent également des incitatifs fiscaux pour appuyer l'exploitation des ressources à faibles émissions et la production d'énergie renouvelable. Puisque les énergies renouvelables représentent une part croissante des réseaux électriques de certains États et provinces, les gouvernements proposent également des incitatifs fiscaux pour le recours au gaz naturel et aux batteries afin d'aider à consolider la production provenant de diverses sources sur le réseau.

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 et du désir de réduire la dépendance au gaz provenant de la Russie. Les gains d'efficacité énergétique devraient freiner, mais non éliminer, la croissance de la demande. L'énergie renouvelable devrait jouer un rôle déterminant pour permettre aux pays d'Europe d'atteindre leurs objectifs ambitieux de réduction des émissions de carbone et de production d'énergie renouvelable.

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 devrait baisser du tiers. Elle prévoit aussi que pendant la même période, la production d'électricité à partir d'énergie renouvelable augmentera de plus du double, y compris la capacité éolienne installée (terrestre et extracôtière) qui va plus que doubler et l'énergie solaire photovoltaïque qui va plus que tripler. Par l'intermédiaire de nos coentreprises européennes, nous continuons d'investir dans des projets éoliens extracôtiers au Royaume-Uni, en France et en Allemagne, 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 de transport par pipeline ainsi que d'ententes de stockage et de transport ferroviaire et routier.

Le 1^{er} janvier 2024, afin de mieux harmoniser la façon dont le chef de l'exploitation examine le rendement de l'exploitation et l'affectation des ressources dans l'ensemble des secteurs d'exploitation, nous avons transféré nos activités liées au pétrole brut au Canada et aux États-Unis du secteur Services énergétiques au secteur Oléoducs. Le secteur Services énergétiques cessera d'exister et le reste des activités sera présenté dans le secteur Éliminations et divers.

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, l'incidence du dénouement de couverture du change ainsi que les activités des filiales entièrement détenues qui sont des sociétés d'assurance captives. L'activité principale de nos filiales qui sont des sociétés d'assurance captives consiste à offrir des protections d'assurance et de réassurance pour certains biens assurables et l'exposition à divers risques liés à l'exploitation de nos filiales et de certains satellites. L'unité Éliminations et divers 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 et les 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 ministère des Transports des États-Unis. 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. 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 à recouvrer la totalité des coûts d'exploitation de ces pipelines et actifs de stockage, 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, nos pipelines sont assujettis 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.

Comme c'est le cas aux États-Unis, des lois et des règlements portant sur la sécurité accrue des pipelines au Canada ont été adoptés au cours des dernières années. Ces changements démontrent une attention accrue portée à 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. La Régie a 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 pour assurer la réalisation de nos objectifs de fiabilité. De plus, le programme de gestion de l'intégrité comporte une étape indépendante permettant de vérifier les résultats des 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 rejettent ou révisent des politiques, des demandes ou des accords commerciaux proposés, dont dépendent nos activités actuelles et futures. Nos pipelines 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. Le rejet ou la révision des demandes d'approbation de nouvelles structures tarifaires ou d'accords commerciaux proposés et 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.

Les tarifs de distribution d'Enbridge Gas étaient établis en vertu d'un régime de réglementation incitative (« RI ») quinquennal ayant recours à un mécanisme de plafonnement des tarifs, qui a pris fin le 31 décembre 2023. Ce mécanisme établissait 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 %, en plus de la mise à jour annuelle de certains coûts refacturés aux clients et, le cas échéant, prévoyait le recouvrement d'importants investissements en capital supplémentaires discrétionnaires excédant ceux pouvant être financés par les tarifs de base. Le régime de RI prévoyait 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 était 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.

En octobre 2022, Enbridge Gas a déposé sa requête auprès de la CEO en vue de l'établissement du cadre de tarification fondée sur un modèle de RI pour 2024 à 2028. La requête devait initialement être approuvée en deux phases afin d'établir la base tarifaire de 2024 (la « phase 1 ») en fonction du coût des services et de déterminer le mécanisme de plafonnement des tarifs (la « phase 2 ») à utiliser pour le reste de la période de RI. Une troisième phase (la « phase 3 ») a été intégrée à la proposition de règlement partiel pour la phase 1 (la « proposition de règlement ») déposée auprès de la CEO.

Le 17 août 2023, la CEO a approuvé la proposition de règlement en soutien à l'établissement de tarifs justes et raisonnables entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2024. Les points résolus en tout ou en partie comprennent :

- les ajouts à la base tarifaire jusqu'en 2022, inclusivement;
- les taux d'intérêt sur les titres de créance et le taux de rendement des capitaux propres;
- les comptes de report et les comptes d'écarts;
- la participation des Autochtones;
- l'approche de mise en application des tarifs pour 2024.

Le 21 décembre 2023, la CEO a rendu une décision et une ordonnance concernant la phase 1 (la « décision sur la phase 1 »). La décision abordait trois points principaux : la transition énergétique, les questions relatives à la fusion et à l'harmonisation d'Enbridge Gas Distribution Inc. et d'Union Gas Limited, et d'autres questions. La décision sur la phase 1 comprenait les constatations ou ordonnances suivantes :

- le risque lié à la transition énergétique exige qu'Enbridge Gas effectue une évaluation des risques afin d'envisager d'autres mesures d'atténuation des risques dans trois domaines, soit l'accès au réseau et les dépenses en immobilisations aux fins d'expansion, le renouvellement du réseau et la politique d'amortissement;
- notre plan d'immobilisations de 2024 doit être réduit de 250 M\$ en mettant l'accent sur la surveillance, la réparation et la prolongation de la durée de vie de nos actifs et un montant supplémentaire de 50 M\$ en frais généraux indirects capitalisés doit être passé en charges, montant qui passera à 250 M\$ par année pendant la durée de la RI, avec un ajustement compensatoire des produits pour chacune des années;
- à compter du 1^{er} janvier 2025, tous les nouveaux clients à faible volume qui souhaitent se connecter au gaz naturel paient la totalité des coûts de raccordement sous forme de frais initiaux plutôt que par le truchement des tarifs au fil du temps;
- l'approbation d'une méthode d'amortissement harmonisée qui a réduit le niveau d'amortissement demandé et ajusté la durée de vie des actifs, y compris le prolongement de la durée de vie utile de certaines catégories d'actifs;
- l'augmentation de la part des capitaux propres, qui passe de 36 % à 38 % pour 2024;
- l'entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2024 des tarifs de 2024.

Les questions abordées dans la proposition de règlement et la décision sur la phase 1 ont fait en sorte que les éléments suivants n'ont pas été approuvés pour recouvrement ultérieur et donné lieu à la comptabilisation de pertes de valeur pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 :

- une partie des projets d'investissement non amortis retranchée de la base tarifaire de 2024, soit 41 M\$;
- les coûts en capital non amortis de l'intégration retranchés de la base tarifaire de 2024, soit 84 M\$;
- les soldes des régimes de retraite d'Union Gas Limited avant 2017 d'un montant de 156 M\$.

Enbridge Gas a déposé un avis d'appel devant la Cour divisionnaire de l'Ontario le 22 janvier 2024 concernant quatre aspects de la décision sur la phase 1, soit l'horizon de revenus des clients à faible volume, la réduction du plan d'immobilisations de 2024, la prolongation de vie utile pour certaines catégories d'actifs et la part des capitaux propres. Le 29 janvier 2024, Enbridge Gas a également déposé un avis de motion auprès de la CEO demandant à cette dernière de revoir et de modifier cinq aspects de la décision sur la phase 1, soit l'horizon de revenus des clients à faible volume, la réduction du plan d'immobilisations de 2024, les coûts d'intégration, l'amortissement et la part des capitaux propres. L'issue de ces procédures est incertaine.

La décision sur la phase 1 donne lieu à des tarifs provisoires, en attendant les phases 2 et 3 de l'instance, la résolution de l'avis d'appel, de l'avis de motion et de toute mesure législative possible que le gouvernement de l'Ontario pourrait prendre à la suite du communiqué de presse du 22 décembre 2023 du ministre de l'Énergie de l'Ontario. La phase 2 permettra de déterminer le mécanisme d'établissement de tarifs préférentiels pour le reste de la période de modification des tarifs et de régler les questions relatives au coût du gaz et à la répartition des coûts des services de stockage non réglementés. Quant à la phase 3, elle traitera de la répartition des coûts ainsi que de l'harmonisation des tarifs et des catégories de tarifs entre les anciennes zones de tarification.

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 de mise en œuvre du cadre de planification intégrée des ressources (« PIR »), que nous avons intégré à nos pratiques de planification. 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 à la PIR ») pour répondre aux besoins du réseau de gaz naturel réglementé, lorsque certains paramètres ont été respectés. Le cadre permet également à Enbridge Gas d'adopter une solution de rechange à la PIR (ou une combinaison de solutions de rechange à la PIR et aux installations) lorsqu'elle est jugée dans l'intérêt supérieur 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.

Le 19 juillet 2023, Enbridge Gas a déposé une requête sollicitant l'approbation des coûts associés à deux projets pilotes de PIR. Les projets sont conçus pour mettre en œuvre des solutions de rechange à la PIR du côté de la demande, y compris des programmes d'amélioration de l'efficacité énergétique ciblée et de réponse à la demande des clients résidentiels, de concert avec des solutions de rechange à la PIR du côté de l'offre dans certaines collectivités afin d'atténuer les contraintes du réseau et des projets d'installations connexes. Les projets pilotes visent à fournir des enseignements sur le rendement des solutions de rechange à la PIR choisies, y compris le potentiel d'évolutivité, qui peuvent être mis à profit dans la conception future du plan de rechange à la PIR. La décision de la CEO est attendue en 2024.

Production d'énergie renouvelable

Le secteur Production d'énergie renouvelable est assujéti à nombre de règles et règlements opérationnels édictés par les gouvernements et 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 Electric 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 aux États-Unis 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 du 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 a proposé un règlement sur l'électricité propre (« REP ») qui exigerait que le réseau électrique du Canada atteigne la carboneutralité d'ici 2035. Le REP devrait entrer en vigueur en 2024.

Des changements d'orientation pourraient également présenter de nouvelles occasions pour les actifs existants et ceux qui seront aménagés dans l'avenir. Les États-Unis ont adopté la loi intitulée *Inflation Reduction Act* vers la fin de 2022 qui établit des crédits fiscaux pour la production et l'investissement à long terme dans le domaine de la production d'énergie renouvelable, les projets de stockage par batteries et les chaînes d'approvisionnement s'y rattachant. De même, le Canada a préparé des mesures législatives qui établiraient des crédits fiscaux pour la production d'énergie renouvelable et le stockage par batteries, lesquelles devraient être adoptées au début de 2024. Toute modification de ces programmes fiscaux pourrait avoir une incidence sur nos projets d'aménagement.

La production d'énergie renouvelable est également assujettie aux règlements provinciaux et étatiques régissant, entre autres, la composition des ressources énergétiques du réseau, les niveaux d'émissions du réseau électrique et les règlements du marché liés aux opérations d'urgence, à la préparation aux conditions météorologiques extrêmes et à la participation au marché. Ces règlements peuvent être modifiés de temps à autre, ce qui pourrait avoir une incidence sur les activités d'Enbridge et augmenter les coûts de participation aux marchés régionaux de l'électricité. En 2023, le Texas a mis en place des exigences préconisant que les nouveaux projets d'énergie éolienne et solaire soient jumelés à des batteries ou à d'autres sources d'alimentation garantie et a adopté des plafonds sur le pourcentage de puissance du réseau qui peut être fourni par la production variable. Les gouvernements d'autres États et provinces envisagent d'adopter des lois semblables.

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, 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. En 2022, les États membres de l'UE ont introduit des mesures extraordinaires et temporaires pour faire face aux prix élevés de l'énergie, notamment des plafonds et des objectifs de réduction de la demande. Puisque les prix minimaux des CAE en Allemagne et en France sont toujours respectés, il n'y a pas de répercussions négatives sur les prix de nos CAE. Les politiques et la réglementation fédérales actuelles sont susceptibles d'être modifiées 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'énergie renouvelable 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, par exemple 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. Des contrôles temporaires des prix adoptés par le gouvernement sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2023 pour faire face à la hausse importante des prix de l'énergie. L'incidence de cette exposition marchande sur nos actifs du secteur Production d'énergie renouvelable au Royaume-Uni est limitée en raison de paiements fixes garantis par le gouvernement du Royaume-Uni.

Services énergétiques

Le secteur Services énergétiques est assujetti 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 (y compris une formation ciblée) 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 FERC, 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. 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. Ces divers organismes de réglementation appliquent, entre autres, l'interdiction de la manipulation des marchés, de la fraude et des opérations perturbatrices.

La réglementation des ventes en gros d'énergie électrique est également réglementée par la FERC, qui autorise le secteur Services énergétiques à vendre de l'électricité aux tarifs du marché.

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 assujetties 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 aux règles d'importation et d'exportation et aux permis pourraient entraîner une incapacité à mener des activités quotidiennes, ce qui peut avoir 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 de 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, de permis et d'approbations environnementaux.

Aux États-Unis, par exemple, le respect des programmes de la loi intitulée *Clean Air Act* pourrait 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 équipements dans les États où nous exerçons des activités sont visés par les règles de bon voisinage qui établissent de nouvelles limites d'émissions d'oxyde d'azote. De plus, il existe des règlements en évolution sur la justice environnementale qui pourraient avoir une incidence sur les installations d'Enbridge. 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 considérable 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. Aux termes de la réglementation fédérale, nous sommes actuellement tenus de produire des rapports sur les émissions de GES de nos plus importantes installations. Le 2 décembre 2023, l'Environmental Protection Agency (l'« EPA ») a publié un règlement définitif visant à réduire au minimum les émissions de méthane des installations nouvelles et existantes de pétrole brut et de gaz naturel, auquel s'est ajoutée ultérieurement une redevance pour émissions excédentaires. L'administration américaine actuelle a mis en œuvre des politiques conçues pour lutter contre les changements climatiques et réduire les émissions de GES. En outre, plusieurs États ont adopté des mesures régionales relatives aux GES, et certains sont à élaborer leurs propres programmes qui exigeront des réductions des émissions de GES. Les groupes de défense de l'intérêt du public et les organismes de réglementation ciblent de plus en plus les émissions de méthane associées à la mise en valeur et au transport du gaz naturel comme source d'émissions de GES. Selon les changements proposés pour mesurer, déclarer et atténuer les émissions de GES, on s'attend à ce qu'il y ait une augmentation importante des coûts pour maintenir et déclarer la conformité pour les entreprises de notre secteur.

Le Canada a adopté une approche pancanadienne pour la tarification des émissions de carbone afin d'encourager la réduction des émissions de GES dans tous les secteurs de l'économie. Cette approche a été adoptée en 2016 et comporte à la fois une tarification du carbone et un système fondé sur l'intensité pour l'industrie qui tient compte de la compétitivité et des fuites de carbone. Les provinces et les territoires peuvent mettre en œuvre leur propre système de tarification du carbone à condition qu'il respecte le modèle fédéral (et, s'ils ne le font pas, le système fédéral leur sera imposé). En mars 2022, le Canada a publié son Plan de réduction des émissions (« PRE ») pour 2030, qui s'appuie sur le Cadre pancanadien et la *Loi sur la responsabilité en matière de carboneutralité*, et qui décrit en détail la feuille de route du Canada pour atteindre sa cible nationale en matière de changements climatiques, soit une réduction de 40 % à 45 % des émissions de GES d'ici 2030 et l'atteinte de zéro émission d'ici 2050. Le PRE décrit en détail les politiques et les programmes complémentaires que le Canada mettra en œuvre pour lui permettre d'atteindre son objectif national en matière de climat. Depuis le 1^{er} janvier 2023, la tarification fédérale du carbone est passée de 50 \$ à 65 \$ la tonne d'équivalent de dioxyde de carbone (« tCO₂e »). Elle augmentera chaque année de 15 \$ la tonne pour s'établir à 170 \$ la tCO₂e en 2030.

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 sols de déblai et 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 de gaz 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 rejet, il faut assainir la zone touchée. Nous pourrions aussi devoir payer des amendes et 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 sont présentés à nos organismes de réglementation, au besoin, 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.

À mesure que la réglementation environnementale continue d'évoluer et de devenir plus rigoureuse, le coût de maintien de la conformité et le temps requis pour obtenir les approbations continuent d'augmenter. Un exemple récent en est la mise en œuvre des nouvelles exigences de gestion des sols de déblai (Règlement de l'Ontario 406/19), qui a entraîné une augmentation des coûts et des efforts de gestion des sols.

Comme aux exercices précédents, nous avons, en 2023, 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, au ministère de l'Environnement, de la Protection de la nature et des Parcs 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 assujéti 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. Ce programme s'applique en tout ou en partie à toute province ou à tout territoire qui en a fait la demande ou qui n'avait pas de système de tarification du carbone équivalent en place au 1^{er} janvier 2019.

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 le 1^{er} avril chaque année, et elle a atteint 12,39 cents/m³ en 2023. Comme l'a confirmé le gouvernement fédéral en juillet 2021, la tarification fédérale du carbone augmentera de 15 \$ la tonne par année à compter de 2023, pour atteindre 170 \$ la tCO₂e en 2030. Cette mesure correspondra à une taxe fédérale sur le carbone d'environ 32,40 cents/m³ en 2030.

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 et que 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 assujétiée, permettant aux NRE d'entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2022. À compter du 1^{er} janvier 2022, Enbridge Gas est passée du système STFR fédéral aux NRE provinciales. Enbridge Gas est inscrite auprès du ministère de l'Environnement, de la Protection de la nature et des Parcs de l'Ontario en tant qu'installation assujétiée aux NRE et a une obligation annuelle de conformité pour les émissions de combustion fixe de ses installations et les émissions de torchage associées à ses activités de transport et de stockage. Enbridge Gas doit verser

chaque année le paiement requis pour la tranche des émissions excédant le plafond annuel total d'émissions propre à ses installations. Le paiement est exigible l'année suivant la période de conformité et Enbridge Gas a acquitté en novembre 2023 le paiement au titre de la conformité aux NRE de 2022. Enbridge Gas acquittera en 2024 le paiement au titre de la conformité aux NRE de 2023.

Enbridge Gas présente chaque année à la CEO une demande dans le cadre du programme fédéral de tarification du carbone afin d'obtenir l'approbation de tarifs justes et raisonnables à compter du 1^{er} avril de chaque année pour les zones de tarification d'Enbridge Gas Distribution Inc. et d'Union Gas Limited, afin de recouvrer les coûts associés à la redevance fédérale sur le carbone et au règlement sur les NRE transférés aux clients.

Production d'énergie renouvelable

À l'été de 2023, le gouvernement fédéral du Canada a présenté son projet de règlement sur l'électricité propre qui limiterait les émissions des ressources de production d'électricité sur le réseau canadien. Le règlement sur l'énergie propre plafonnerait les émissions des sources de production d'électricité à zéro ou près de zéro tCO₂e par mégawattheure. Les détails du règlement sur l'électricité propre et sur la conformité connexe sont en cours de négociation avec les provinces, dont au moins une a pris des mesures pour résister officiellement à l'adoption du règlement sur l'électricité propre. Le gouvernement fédéral prévoit adopter le règlement sur l'électricité propre en 2024 qui, sous sa forme actuelle, commencerait à s'appliquer aux projets en 2035.

De même, l'EPA a introduit des plafonds d'émissions pour les services publics qui s'appliqueraient à certaines installations de production de charbon et de gaz naturel d'ici 2035. Les plafonds exigeraient que les installations concernées capturent une partie des émissions de carbone ou aient recours à la combustion mixte avec de l'hydrogène.

Les ressources de production d'énergie renouvelable d'Enbridge sont essentiellement non émettrices.

RESSOURCES EN CAPITAL HUMAIN

TAILLE ET COMPOSITION DE L'EFFECTIF

Au 31 décembre 2023, nous comptons près de 11 500 employés permanents, dont environ 1 500 employés syndiqués à l'échelle de l'Amérique du Nord. Ce total est d'un peu plus de 13 400 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, 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, ÉQUITÉ ET INCLUSION

En 2020, nous avons fait connaître les objectifs d'Enbridge en matière d'ESG, y compris les objectifs d'augmentation de la représentation des femmes, des groupes ethniques et raciaux sous-représentés (y compris les Autochtones), des personnes handicapées et des anciens combattants, pour nous assurer que notre effectif est représentatif des collectivités où nous exerçons nos activités. Dans le cadre de la mise en œuvre de notre stratégie ESG, nous continuons de faire le suivi des progrès vers l'atteinte de ces objectifs de représentation en 2023. 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

Effectifs constitués à
40 % de femmes
d'ici 2025



28 %
de membres de groupes
raciaux et ethniques
sous-représentés
dans nos effectifs d'ici 2025



7 %
de représentation sur le
lieu de travail de vétérans
américains d'ici 2025



6 % de personnes
handicapées incluses
dans nos effectifs d'ici 2025



3.5 %
de représentation
au sein de nos effectifs
d'Autochtones
d'ici 2025



PRODUCTIVITÉ ET PERFECTIONNEMENT

Nous investissons de façon continue dans l'épanouissement personnel, le perfectionnement professionnel et la productivité de nos employés, puisque nous reconnaissons que leur succès est le nôtre. Nous mettons à la disposition des employés des outils et technologies de pointe en matière de productivité. Ils ont accès à des possibilités de perfectionnement et de croissance diversifiées, ce qui les encourage à acquérir les nouvelles compétences nécessaires pour nos secteurs d'activité de base et émergents et pour la transition énergétique dans son ensemble.

HAUTS DIRIGEANTS

Le tableau ci-dessous présente des renseignements sur nos hauts dirigeants au 9 février 2024 :

<u>Nom</u>	<u>Âge</u>	<u>Titre</u>
Gregory L. Ebel	59	Président et chef de la direction
Patrick R. Murray	49	Vice-président directeur et chef des finances
Colin K. Gruending	54	Vice-président directeur et président, Oléoducs
Cynthia L. Hansen	59	Vice-présidente directrice et présidente, Transport de gaz et services intermédiaires
Michele E. Harradence	55	Vice-présidente directrice et présidente, Distribution et stockage de gaz
Matthew A. Akman	56	Vice-président directeur, Stratégie d'entreprise, et président, Électricité
Reginald D. Hedgebeth	56	Vice-président directeur, Affaires extérieures, et chef du contentieux
Maximilian G. Chan	45	Vice-président principal et chef de l'expansion de l'entreprise
Laura J. Sayavedra	56	Vice-présidente principale, Sécurité, Projets, et chef de l'administration

Gregory L. Ebel est président et chef de la direction depuis le 1^{er} janvier 2023. M. Ebel est aussi membre du conseil d'administration d'Enbridge. M. Ebel occupait la fonction de président du conseil d'administration d'Enbridge à la suite de la fusion d'Enbridge et de Spectra Energy Corp (« Spectra Energy ») en 2017 et jusqu'au 1^{er} janvier 2023. Auparavant, il a occupé le poste de président du conseil et chef de la direction de Spectra Energy de 2009 jusqu'au 27 février 2017. M. Ebel avait antérieurement été directeur de groupe et chef des finances de Spectra Energy à compter de 2007, président d'Union Gas Limited de 2005 à 2007 et vice-président, Relations avec les investisseurs et les actionnaires, de Duke Energy Corporation de 2002 à 2005.

Patrick R. Murray a été nommé vice-président directeur et chef des finances le 1^{er} juillet 2023. M. Murray 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 et les fonctions de gestion du risque et de l'audit. Il dirige également les équipes de la technologie et des services d'information. Avant d'exercer ses fonctions actuelles, M. Murray a occupé le poste de vice-président principal et chef de la comptabilité d'Enbridge de juin 2020 à juin 2023, de vice-président, Planification et analyse financières et de contrôleur de juin 2019 à mai 2020 et de vice-président, Planification et analyse financières de février 2017 à juin 2019. M. Murray est entré au service d'Enbridge il y a plus de 25 ans et a occupé divers postes dans les domaines de l'audit interne, de la comptabilité d'entreprise, des relations avec les investisseurs, de la trésorerie et de l'expansion de l'entreprise pendant cette période.

Colin K. Gruending a été nommé vice-président directeur et président, Oléoducs, le 1^{er} octobre 2021. M. Gruending est responsable de la direction générale et de l'exploitation du secteur Oléoducs d'Enbridge. Auparavant, il a été vice-président directeur et chef des finances de juin 2019 à octobre 2021; vice-président principal, Expansion de l'entreprise et examen des placements, de mai 2018 à juin 2019; et vice-président, Expansion de l'entreprise et examen des placements, de février 2017 à mai 2018.

Cynthia L. Hansen est vice-présidente directrice et présidente, Transport de gaz et services intermédiaires, depuis le 1^{er} mars 2022. M^{me} Hansen est responsable de la direction générale et de l'exploitation de l'entreprise de gazoducs et de services intermédiaires d'Enbridge à l'échelle de l'Amérique du Nord. Auparavant vice-présidente directrice, Distribution et stockage de gaz, de juin 2019 à mars 2022 et vice-présidente directrice, Services publics et production d'énergie, de février 2017 à juin 2019, 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 d'exploitation.

Michele E. Harradence a été nommée vice-présidente directrice et présidente, Distribution et stockage de gaz, le 5 mars 2023. Elle est responsable de la direction générale et de l'exploitation d'Enbridge Gas, société établie en Ontario, et de Gazifère, qui dessert la région de Gatineau au Québec. Avant d'occuper son poste actuel, M^{me} Harradence a été vice-présidente principale et présidente, Distribution et stockage de gaz, de mars 2022 à mars 2023. Auparavant, elle a occupé le poste de vice-présidente principale et chef de l'exploitation pour le secteur Transport de gaz et services intermédiaires de juin 2019 à mars 2022 et, de vice-présidente principale, Exploitation, pour le secteur Transport de gaz et services intermédiaires de février 2017 à juin 2019.

Matthew A. Akman a été nommé vice-président directeur, Stratégie d'entreprise, et président, Électricité, le 5 mars 2023. M. Akman est responsable de la direction générale et de l'exploitation de l'entreprise d'électricité d'Enbridge et dirige également les nouvelles technologies énergétiques et la stratégie d'entreprise. Avant d'exercer ses fonctions actuelles, M. Akman a été vice-président principal, Stratégie d'entreprise, et président, Électricité, de janvier 2023 à mars 2023. Auparavant, il a été vice-président principal, Stratégie, électricité et nouvelles technologies énergétiques d'octobre 2021 à décembre 2022, et vice-président principal, Stratégie et électricité, de juin 2019 à octobre 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 de responsabilité au sein des fonctions d'expansion de l'entreprise et des relations avec les investisseurs.

Reginald D. Hedgebeth est vice-président directeur, Affaires extérieures, et chef du contentieux depuis le 1^{er} janvier 2024. M. Hedgebeth dirige les équipes du contentieux, des affaires publiques, des communications et de la durabilité, de la sécurité d'entreprise et de l'aviation pour toute l'entreprise. Avant de se joindre à l'équipe d'Enbridge, M. Hedgebeth a occupé les fonctions de chef du contentieux de Capital Group de janvier 2021 à juin 2023, de vice-président directeur, directeur juridique et chef de l'administration de Marathon Oil Corporation d'avril 2017 à décembre 2020 et, avant la fusion avec Enbridge en 2017, de directeur juridique, secrétaire général et chef de l'éthique et de la conformité pour Spectra Energy.

Maximilian G. Chan a été nommé vice-président principal et chef de l'expansion de l'entreprise le 1^{er} mars 2022. Il a par la suite été mandaté à l'équipe de la haute direction le 8 mai 2023. M. Chan est responsable de la supervision des fusions et acquisitions, de l'attribution des capitaux, de l'examen des placements, de l'intégration et des objectifs de croissance de l'entreprise. Avant d'assumer ses fonctions actuelles, M. Chan était vice-président, trésorier et chef des risques d'entreprise pour Enbridge de février 2020 à mars 2022 et de vice-président, Trésorerie de juillet 2018 à février 2020.

Laura J. Sayavedra a été nommée vice-présidente principale, Sécurité, Projets, et chef de l'administration le 1^{er} janvier 2024. Elle a ainsi la charge de la sécurité, de l'exécution des projets d'immobilisation, des ressources humaines ainsi que des fonctions liées à l'immobilier et à la gestion de la chaîne d'approvisionnement. Avant d'occuper son poste actuel, M^{me} Sayavedra a été vice-présidente principale, Sécurité et Fiabilité, Projets et programme Unify, de mars 2022 à décembre 2023. Auparavant, elle a dirigé la restructuration financière d'Enbridge et a été vice-présidente et trésorière de Spectra Energy, et a occupé le poste de chef des finances de Spectra Energy Partners LP avant la fusion avec Enbridge en 2017. Elle a occupé divers postes de direction dans les domaines des finances, de la stratégie et du développement des affaires.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Des renseignements supplémentaires sur Enbridge figurent sur notre site Web à l'adresse www.enbridge.com, sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca et sur 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, et 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 2023, 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.sedarplus.ca. 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 2023, 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.sedarplus.ca. 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 ses états financiers et son rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, 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.sedarplus.ca. 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 nos activités, notre exploitation, 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 AUX CHANGEMENTS CLIMATIQUES

Les risques liés aux changements climatiques pourraient nuire à notre réputation, à notre plan stratégique, à nos activités, à notre exploitation et à nos résultats financiers, et ces incidences pourraient être importantes.

Les changements climatiques constituent un risque systémique qui présente tant des risques physiques que des risques de transition pour notre entreprise. Ces risques sont résumés ci-après. Étant donné l'interdépendance des différentes incidences liées aux changements climatiques, nous analysons ces risques en tenant compte d'autres risques ayant une incidence sur Enbridge dans la rubrique 1A, *Facteurs de risque*. Les changements climatiques et leurs répercussions peuvent aussi accroître notre exposition aux autres risques cernés à la rubrique 1A, *Facteurs de risques* et leur ampleur. Les changements climatiques et leurs répercussions peuvent nuire grandement à 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.

RISQUES PHYSIQUES

Les risques physiques liés au climat qui découlent de conditions météorologiques changeantes et extrêmes peuvent endommager nos actifs et nuire à la sécurité et à la fiabilité de nos activités. Les risques physiques liés au climat peuvent être aigus ou chroniques. Les risques physiques aigus sont ceux qui découlent d'événements, y compris la fréquence et la gravité accrues des phénomènes météorologiques extrêmes, comme les fortes chutes de neige, les pluies abondantes, les inondations, les glissements de terrain, les incendies, les ouragans, les cyclones, les tornades, les tempêtes tropicales, les tempêtes de verglas et les températures extrêmes. Les risques physiques chroniques sont les changements à long terme des régimes climatiques, comme les changements à long terme des régimes de précipitations, ou les températures plus élevées soutenues, qui peuvent causer une élévation du niveau de la mer ou des vagues de chaleur chroniques.

Nos actifs sont exposés à des dommages potentiels ou à d'autres répercussions négatives de ce genre d'événements, ce qui pourrait entraîner une réduction des produits d'exploitation découlant d'une interruption des activités ou une réduction de la capacité, ainsi qu'une augmentation des coûts en raison des réparations et des mesures d'adaptation requises. De tels événements pourraient également entraîner des blessures, des pertes de vie ou des 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 continuer de subir des risques physiques liés au climat à l'avenir, peut-être avec une fréquence ou une gravité croissantes.

RISQUES LIÉS À LA TRANSITION

Les risques liés à la transition se rapportent à la transition vers une économie à faibles émissions, ce qui pourrait 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, facteurs qui pourraient avoir une incidence négative sur notre réputation, notre plan stratégique, nos activités, notre exploitation ou nos résultats financiers. Ces risques liés à la transition comprennent les catégories suivantes :

- **Risques juridiques et en matière de politiques**

Les risques juridiques et en matière de politiques peuvent découler de l'évolution des politiques, des lois, des règlements et des décisions de réglementation des gouvernements axés sur les changements climatiques, ainsi que de l'évolution de l'opinion publique et politique, de l'opposition des parties prenantes, de contestations judiciaires, de litiges et de procédures réglementaires. Les gouvernements étrangers et nationaux continuent d'évaluer et de mettre en œuvre des politiques, des lois et des règlements visant la réduction des émissions de GES, l'adaptation aux changements climatiques et la transition vers une économie à plus faibles émissions de carbone. Ces politiques, lois et règlements varient aux échelons fédéral, étatique, provincial et municipal au sein desquels Enbridge exerce ses activités et sont en constante évolution. Les accords multilatéraux internationaux, l'augmentation des répercussions physiques des changements climatiques et l'évolution de l'opinion publique et politique pourraient accélérer la mise en œuvre de ces mesures. Enbridge est actuellement tenue de respecter un certain nombre de mécanismes de tarification du carbone, y compris les prix explicites du carbone (c.-à-d. en Colombie-Britannique) et les prix implicites du carbone (c.-à-d. le STFR fédéral canadien). Au Canada, le gouvernement fédéral a proposé de nouveaux règlements sur l'électricité propre et envisage des options pour plafonner et réduire les émissions de GES du secteur pétrolier et gazier, ce qui pourrait avoir une incidence sur nos activités. Cette évolution de la politique, de la législation et de la réglementation pourrait avoir une incidence sur la demande de marchandises et sur le bouquet énergétique global que nous offrons et pourrait entraîner des dépenses et des ressources importantes, ainsi qu'une augmentation des coûts pour nos clients. Au cours des dernières années, il y a eu une augmentation des mesures réglementaires et des litiges liés au climat qui pourraient nuire à notre réputation, à nos activités, à notre exploitation et à nos résultats financiers.

- **Risques liés à la technologie**

Notre succès dans l'exécution de notre plan stratégique, y compris l'adaptation à la transition énergétique au fil du temps 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 plus faibles émissions de carbone, ainsi que de la modernisation de notre infrastructure, ce qui pourrait nécessiter des dépenses en immobilisations et des ressources importantes qui pourraient différer considérablement de nos estimations et de nos attentes initiales. Il y a aussi un risque que la technologie de réduction des émissions de GES ne se concrétise pas comme prévu, ce qui rendrait plus difficile la réduction des émissions, ou que l'opinion politique ou publique concernant ces technologies continue d'évoluer.

- **Risques de marché**

Les préoccupations liées aux changements climatiques, l'augmentation de la demande d'énergie à plus 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. Au cours des dernières années, certains investisseurs ont exercé des pressions pour réduire l'intensité carbonique de leurs portefeuilles et pour que les banques et les fournisseurs d'assurance réduisent ou cessent d'apporter leur soutien aux entreprises et aux projets d'infrastructures liés au pétrole et au gaz naturel. Les répercussions potentielles comprennent l'augmentation des coûts de gestion de ces risques, les répercussions négatives sur notre accès au capital et le coût du capital, ainsi que la réduction de la demande pour nos titres ou de leur valeur. Le rythme et l'ampleur de la transition vers une économie à plus faibles émissions de carbone peuvent poser un risque 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**

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 changements climatiques et aux émissions de GES. Les entreprises du secteur énergétique sont confrontées à l'opposition des parties prenantes aux infrastructures nouvelles et existantes, ainsi qu'à l'opposition organisée à l'extraction du pétrole et du gaz naturel et à l'expédition de produits pétroliers et gaziers. Si nous ne sommes pas en mesure d'atteindre nos objectifs et cibles 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 réglementaires ou en matière de déclaration, ou si nous ne sommes pas en mesure de répondre aux attentes et aux enjeux actuels et futurs liés aux changements climatiques qui sont importants pour nos parties prenantes ou de les gérer, cela pourrait nuire à notre réputation, et par le fait même, à nos activités, à notre exploitation ou à nos résultats financiers.

- **Risques de divulgation**

Enbridge fournit actuellement certaines informations liées au climat et, de temps à autre, établit et annonce publiquement des objectifs et des engagements liés aux changements climatiques, y compris la réduction des émissions de GES. Les normes et les processus de divulgation liés au climat, l'établissement d'objectifs et de cibles ainsi que l'évaluation de nos progrès et la production de rapports à ce titre sont toujours en cours d'élaboration pour notre secteur et continuent d'évoluer. Nos contrôles et processus internes continuent d'évoluer également et les informations que nous publions, nos objectifs et cibles liés au climat sont fondés sur des hypothèses qui pourraient changer à l'avenir. L'harmonisation avec les exigences changeantes nous a obligés et pourrait continuer de nous obliger à engager des coûts importants. Rien ne garantit que nos informations et objectifs actuels ou futurs, les parcours que nous prévoyons suivre pour atteindre nos objectifs ou les méthodes que nous utilisons actuellement pour évaluer et communiquer nos progrès s'harmoniseront avec les normes et les processus nouveaux et en évolution, les exigences juridiques ou les attentes de nos parties prenantes. Le cas échéant, cela pourrait porter atteinte à notre réputation et entraîner des mesures réglementaires ou d'autres actions en justice.

RISQUES LIÉS AUX PERTURBATIONS OPÉRATIONNELLES OU AUX CATASTROPHES

L'exploitation d'infrastructures énergétiques complexes comporte de nombreux dangers et risques qui pourraient avoir une incidence défavorable sur nos activités, nos résultats financiers et l'environnement.

Ces risques d'exploitation comprennent les conditions météorologiques défavorables, les catastrophes naturelles, les accidents, le bris ou la défaillance du matériel ou des processus et un rendement inférieur aux niveaux attendus de capacité et d'efficacité d'exploitation. Ces risques d'exploitation pourraient être catastrophiques.

Les changements climatiques amplifient également le risque d'exploitation et comportent des risques physiques qui peuvent toucher la sécurité et la fiabilité de nos activités. Ils comprennent les risques physiques aigus, comme les fortes chutes de neige, les pluies abondantes, les inondations, les glissements de terrain, les incendies, les ouragans, les cyclones, les tornades, les tempêtes tropicales, les tempêtes de verglas et les températures extrêmes et les risques physiques chroniques, comme les changements à long terme des régimes de précipitations ou les températures élevées soutenues.

Nos actifs et nos activités sont exposés à des dommages potentiels ou à d'autres répercussions négatives de ces risques d'exploitation, ce qui pourrait entraîner une réduction des produits d'exploitation découlant d'une interruption des activités ou d'une réduction de la capacité, ainsi que mener à une augmentation des coûts en raison des réparations et des mesures d'adaptation requises. De tels événements ont entraîné et pourraient entraîner dans l'avenir des bris sur nos réseaux et installations ou la libération de substances dans l'atmosphère entraînant des dommages à la propriété et à l'environnement, des blessures ou des pertes de vie, ce qui pourrait 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.

Un incident écologique peut causer des dommages à l'environnement et peut entraîner un accroissement des frais d'exploitation et d'assurance, 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 et nous 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, d'un incident de sécurité (cybernétique ou physique), de l'indisponibilité 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 des utilisateurs finaux. 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, et cela a donné lieu à des poursuites par le passé et pourrait encore mener à des poursuites contre nous. Nous avons connu, et pourrions encore connaître, des interruptions de service, des restrictions ou d'autres contraintes d'exploitation, 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 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 ou des frais d'exploitation et d'assurance plus élevés.

Les cyberattaques et autres incidents de cybersécurité constituent une menace pour nos systèmes technologiques et pourraient avoir une incidence négative importante sur nos activités, notre exploitation, notre réputation 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.

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 accrue des cyberattaques et de la cybercriminalité à motivation financière ainsi qu'en raison de facteurs politiques internationaux et nationaux, notamment les tensions géopolitiques, les hostilités armées, les guerres, les troubles civils, le sabotage, le terrorisme ainsi que le cyberespionnage parrainé par l'État ou autre. L'erreur humaine ou les méfaits peuvent également contribuer à un cyberincident, et les cyberattaques peuvent être internes et externes et se produire à n'importe quel moment de notre chaîne d'approvisionnement. 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

cybermenaces, que ce soit des rançongiciels, des vols, des données égarées ou perdues, des erreurs de programmation, des attaques par hameçonnage, des attaques par déni de service, du vandalisme, des virus informatiques, des logiciels malveillants, des piratages, des actes malveillants, des vulnérabilités logicielles, des erreurs ou d'autres gestes malveillants commis par des employés ou d'autres formes d'attaques, de brèches de sécurité ou de violation de données ou autres incidents de cybersécurité. cyberattaques. Les auteurs de cybermenaces ont attaqué et menacé d'attaquer les infrastructures énergétiques, et divers organismes gouvernementaux ont de plus en plus insisté sur le fait que ces attaques ciblent les infrastructures essentielles, y compris les pipelines, les services publics et les installations de production d'électricité, et qu'elles sont de plus en plus sophistiquées, de plus en plus importantes et de plus en plus fréquentes. De plus, de tels risques pourraient augmenter en période de tensions géopolitiques accrues. De nouvelles lois, de nouveaux règlements et de nouvelles ordonnances en matière de cybersécurité ont récemment été mis en œuvre ou proposés, ce qui entraînera des exigences réglementaires de surveillance et de conformité supplémentaires réelles et prévues et nécessitera d'importantes ressources internes et externes. Nous ne pouvons pas prévoir l'incidence que pourraient avoir sur nos activités les lois, les règlements ou les ordonnances futurs en matière de cybersécurité.

Nous avons constaté une augmentation du nombre de tentatives faites par des parties externes pour accéder à nos systèmes ou aux données de notre entreprise sans autorisation, et nous nous attendons à ce que cette tendance se poursuive. Même si nous consacrons des ressources importantes et des mesures de sécurité pour prévenir les intrusions indésirables et protéger nos réseaux et nos données, que ces données soient hébergées à l'interne ou par des tiers externes, nous et nos tiers fournisseurs avons connu des cyberattaques de divers degrés dans la conduite de nos activités et nous nous attendons à continuer de le faire. À notre connaissance, ces cyberattaques antérieures n'ont pas eu d'effet négatif important sur nos activités, nos opérations ou nos résultats financiers. Il existe cependant un risque que de tels incidents aient un effet néfaste important pour nous à l'avenir.

Nos systèmes technologiques ou ceux de nos fournisseurs ou d'autres fournisseurs de services pourraient devenir la cible d'autres cyberattaques ou d'atteintes à la sécurité pouvant compromettre nos données et nos systèmes ou notre accès, ou celui de nos clients ou autres, à ceux-ci, réduire notre capacité de consigner, de traiter et de communiquer correctement les opérations, entraîner la perte de données ou encore causer la perturbation de nos activités ou des incidents. Rien ne garantit que nos plans de continuité des activités seront entièrement efficaces pour éviter les perturbations et les répercussions sur les activités. De plus, certains de nos tiers fournisseurs de services (qui peuvent également faire appel à des tiers fournisseurs de services) et nous recueillons, traitons et stockons des données sensibles dans le cours normal de nos activités, notamment les renseignements personnels de nos employés, des clients des services de distribution de gaz résidentiels, des propriétaires fonciers et des investisseurs, ainsi que des renseignements sur la propriété intellectuelle ou d'autres renseignements commerciaux de nature exclusive de notre entreprise ou de nos clients ou fournisseurs. Certains de nos tiers fournisseurs et nous traiterons de plus en plus de renseignements personnels lors de la clôture des acquisitions de services publics gaziers aux États-Unis annoncées précédemment, en raison de leur vaste clientèle résidentielle.

En raison de ce qui précède, nous pourrions être exposés aux risques suivants : perte de revenus, réparations, coûts de remise en état ou de restauration, mesures, amendes ou sanctions par les organismes de réglementation, litiges, réclamations pour rupture de contrat ou demandes d'indemnisation, cyberextorsion, rançongiciels, coûts de mise en œuvre de mesures de sécurité supplémentaires, perte de clients, insatisfaction de la clientèle, atteinte à la réputation, obligations en vertu de lois qui protègent la confidentialité des renseignements personnels, autres conséquences défavorables ou autres coûts ou pertes financières. Ces risques peuvent être accrus, et les conséquences, amplifiées, lors de la clôture des Acquisitions. Quelle que soit la méthode ou la forme de la cyberattaque ou du cyberincident, l'une ou l'autre des éventualités ci-dessus pourrait grandement nuire à notre réputation, à nos activités, à notre exploitation ou à nos résultats financiers.

De plus, une cyberattaque pourrait se produire et persister pendant une période prolongée sans être détectée. Toute enquête sur une cyberattaque ou tout autre incident de sécurité peut être intrinsèquement imprévisible, et il faudrait un certain temps avant que l'enquête soit terminée et que des renseignements complets et fiables soient disponibles. Pendant cette période, il se peut que nous ne connaissions pas l'ampleur du préjudice ou la meilleure façon d'y remédier, et que certaines erreurs ou mesures puissent être répétées ou aggravées avant d'être découvertes et corrigées; tous ces facteurs pourraient accroître davantage les coûts et les conséquences d'une cyberattaque ou d'un autre incident de sécurité, et nos mesures correctives pourraient ne pas être couronnées de succès. L'incapacité de

mettre en œuvre, de maintenir et d'améliorer des mesures de protection adéquates pourrait avoir une incidence importante et négative sur nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie et notre situation financière. De plus, des règlements récents pourraient nous obliger à divulguer des renseignements sur un incident de cybersécurité avant qu'il n'ait fait l'objet d'une enquête complète ou d'une mesure corrective complète ou partielle. À mesure que les cyberattaques continuent d'évoluer, nous pourrions devoir consacrer des ressources supplémentaires importantes à la modification ou à l'amélioration de nos mesures de protection ou à l'examen et à la correction de toute vulnérabilité en matière de sécurité de l'information.

En outre, les rapports des médias sur une cyberattaque ou un autre incident de sécurité important touchant Enbridge, qu'il soit exact ou non, ou, dans certaines circonstances, notre incapacité à divulguer des renseignements de façon adéquate ou en temps opportun au public, aux organismes d'application de la loi, aux autres organismes de réglementation ou aux personnes touchées à la suite d'un tel événement, que ce soit en raison d'un retard dans la détection de l'incident ou autrement, pourraient avoir une incidence négative sur nos résultats d'exploitation et entraîner d'autres conséquences négatives, y compris une atteinte à notre réputation ou à notre compétitivité, une atteinte à nos relations avec nos clients, partenaires, fournisseurs, investisseurs et autres tiers, détourner notre attention de la gestion, entraîner des mesures correctives ou une augmentation des coûts de protection, des mesures réglementaires ou des litiges importants, des amendes ou des sanctions, tous ces éléments pouvant avoir une incidence négative appréciable sur nos activités, notre exploitation, notre réputation ou nos résultats financiers.

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, notre exploitation ou nos résultats financiers.

Les attaques et les menaces terroristes (qui pourraient prendre la forme de cyberattaques), l'intensification de l'activité militaire, des hostilités armées, des guerres, des actes de sabotage ou toute autre agitation civile ou manifestation d'activisme peuvent se répercuter sur la conjoncture économique en général 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. 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. Les cibles stratégiques en matière d'infrastructures essentielles, comme des actifs énergétiques, sont plus à risque de cyberattaques que d'autres cibles aux États-Unis et au Canada. Les infrastructures et les projets en construction d'Enbridge pourraient être des cibles directes d'une cyberattaque ou d'une attaque physique ou subir des dommages indirects à la suite de telles attaques. 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, de nouvelles lois ou politiques publiques ou le resserrement de celles en vigueur, ou encore le refus de délivrer des permis ou d'autoriser des emprises ou un retard dans leur délivrance ou leur autorisation.

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

Les perturbations causées par les pandémies, les épidémies ou les éclosions de maladies infectieuses pourraient avoir des effets négatifs importants sur nos activités, notre exploitation, nos résultats financiers et nos attentes prospectives. Les mesures d'urgence des gouvernements pour lutter contre la propagation pourraient comprendre des restrictions sur les activités et les déplacements pour des raisons d'affaires ainsi que des exigences d'isolement ou de mise en quarantaine, qui pourraient se poursuivre ou s'intensifier. La durée et l'ampleur de ces répercussions dépendront de nombreux facteurs que nous ne serons peut-être pas en mesure de prévoir avec exactitude. 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. Les perturbations liées aux pandémies, aux épidémies ou aux éclosions de maladies infectieuses pourraient amplifier nombre d'autres risques décrits à la présente rubrique 1A, *Facteurs de risque*.

RISQUES LIÉS À NOTRE ENTREPRISE ET À NOTRE SECTEUR

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

En ce qui a trait à nos actifs du secteur Oléoducs, nous sommes exposés au risque lié au débit sur notre réseau principal au Canada 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 et mondiales. Ces changements peuvent faire fluctuer les prix des marchandises et les écarts de prix, ce qui pourrait faire en sorte que notre réseau ne soit pas exploité au maximum de sa capacité dans certaines zones. 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 et 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 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 cause 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 et les techniques de construction, certains actifs doivent faire l'objet d'inspections plus fréquentes, ce qui a entraîné et devrait continuer d'entraîner une augmentation des dépenses d'entretien ou de réparation à l'avenir. Toute augmentation importante de ces dépenses pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités, 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.

Notre secteur Oléoducs est confronté à la concurrence de la part de transporteurs qui peuvent livrer les hydrocarbures liquides aux marchés au Canada, aux États-Unis et à l'échelle internationale et des pipelines proposés qui veulent avoir accès aux bassins et 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. Les liquides qui sont transportés dans nos pipelines à l'heure actuelle, ou qui devraient l'être de plus en plus, font concurrence à d'autres solutions de rechange émergentes pour les utilisateurs finaux, notamment l'électricité, les batteries électriques, les biocarburants et l'hydrogène. 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 de marché. Le gaz naturel que transportent nos entreprises fait aussi 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.

L'achèvement de nos projets garantis et de nos programmes d'entretien est assujéti à divers risques réglementaires, opérationnels et de marché, qui peuvent avoir une incidence sur notre capacité à stimuler la croissance à long terme.

L'exécution de nos projets continue d'être confrontée à des défis : examen minutieux des demandes de permis réglementaires et environnementaux, octroi de permis politisés, opposition du public (protestations, mesures visant à révoquer les permis) et résistance à l'accès aux terres. Des permis nous ont été refusés, en particulier en ce qui concerne l'entretien nécessaire de la canalisation 5 de la réserve de la rivière Bad, dans le nord du Wisconsin, en raison du désir exprimé par la bande Bad River de fermer le pipeline.

Les difficultés persistantes liées aux chaînes d'approvisionnement mondiales ont rendu les coûts et la disponibilité des matériaux imprévisibles. Les pénuries de main-d'œuvre et les pressions inflationnistes ont fait augmenter les coûts des services d'ingénierie et de construction.

D'autres événements qui peuvent retarder ou ont retardé l'achèvement de projets et qui peuvent faire augmenter ou ont fait augmenter les coûts prévus comprennent l'inexécution des fournisseurs ou entrepreneurs, des phénomènes météorologiques extrêmes ou des facteurs géologiques indépendants de notre volonté.

L'évolution des attentes des parties prenantes quant aux pratiques en matière d'ESG et de changements climatiques pourrait éroder la confiance des parties prenantes, ternir notre réputation et influencer les actions ou les décisions au sujet de notre société et de notre secteur et avoir des incidences négatives sur nos activités, notre exploitation 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, les changements climatiques, les émissions de GES, 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, les droits de la personne et la chaîne d'approvisionnement deviennent plus prépondérants. Les entreprises du secteur énergétique sont confrontées à l'opposition des parties prenantes aux infrastructures nouvelles et existantes, ainsi qu'à l'opposition organisée à l'extraction du pétrole et du gaz naturel et à l'expédition de produits pétroliers et gaziers. L'évolution des attentes à l'égard de nos pratiques et de notre performance quant à ces facteurs ESG pourrait se traduire par des coûts supplémentaires ou susciter une exposition à des risques nouveaux ou accrus. Nous sommes également exposés au risque de coûts plus élevés, de retards, d'annulations de projets, de perte de capacité à assurer de nouvelles possibilités de croissance, de nouvelles restrictions ou même de la cessation d'exploitation de pipelines existants en raison de pressions croissantes sur les gouvernements et les organismes de réglementation et de poursuites judiciaires, comme les recours juridiques liés à l'exploitation de la canalisation 5 au Michigan et au Wisconsin.

Nos activités, nos projets et nos occasions de croissance exigent que nous entretenions de solides relations avec les principales parties prenantes, y compris les localités, les groupes autochtones et d'autres groupes directement touchés par nos activités, ainsi que les gouvernements, les organismes de réglementation, les investisseurs et les groupes de défense des investisseurs, les fonds de placement, les institutions financières, les assureurs et d'autres intervenants pour qui les pratiques ESG et la performance à ce titre revêtent de plus en plus d'importance. La sensibilisation accrue du public aux changements climatiques a entraîné une augmentation de la demande d'énergie à plus faibles émissions de carbone et à émissions nulles. Au cours des dernières années, des efforts en ce sens ont touché les investisseurs, y compris certains investisseurs qui augmentent leurs investissements dans des actifs et des entreprises à faibles émissions de carbone tout en réduisant l'intensité carbonique de leurs portefeuilles grâce, notamment, au désinvestissement d'entreprises fortement exposées aux activités et aux produits à forte intensité de GES. Certaines parties prenantes ont également exercé des pressions sur les banques commerciales et d'investissement et sur les fournisseurs d'assurance pour qu'ils réduisent ou cessent de financer les entreprises et les projets d'infrastructure liés au pétrole et au gaz naturel et de leur fournir une couverture d'assurance. La gestion de ces risques exige des efforts et des ressources considérables. Les répercussions potentielles pourraient également comprendre un changement d'attitude des investisseurs à l'égard de leur placement dans Enbridge, ce qui pourrait entraver notre accès au capital et augmenter le coût du capital, y compris des pénalités rattachées à notre financement lié à la durabilité et pourrait avoir une incidence négative sur la demande pour nos titres ou leur valeur.

Au cours de la dernière année, l'incertitude géopolitique, le ralentissement des économies canadienne et américaine et le maintien des pressions inflationnistes ont mis en évidence la nécessité cruciale d'avoir accès à une énergie sûre et abordable. Le rythme et l'ampleur de la transition vers une économie à faibles émissions peuvent poser un risque si Enbridge se diversifie trop rapidement ou trop lentement. De même, des changements inattendus dans la demande d'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 nos réseaux pipeliniers.

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; en 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 GES de nos installations pour arriver à la carboneutralité d'ici 2050, avec des plans d'action de la société et des unités d'exploitation alignés sur notre priorité stratégique d'adaptation à la transition énergétique au fil du temps. Les coûts associés à l'atteinte de nos cibles ESG, y compris 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 de nos objectifs ESG ne se matérialisent pas, qu'il en coûte plus que prévu pour les atteindre, qu'ils ne se réalisent pas dans les délais prévus ou qu'ils puissent ne plus répondre aux attentes changeantes des parties prenantes. De même, il y a un risque que les technologies de réduction des émissions ne se matérialisent pas comme prévu, ce qui rendrait plus difficile la réduction des émissions. Si nous ne sommes pas en mesure d'atteindre nos objectifs ESG, de répondre aux exigences actuelles et futures en matière de climat, d'émissions ou des exigences de déclaration des organismes de réglementation, ou d'être à la hauteur des attentes actuelles et futures des investisseurs ou des autres parties prenantes quant aux questions qui leur importent, ou de les gérer (y compris celles liées aux changements climatiques), cela pourrait nuire à la confiance des parties prenantes à notre égard, ce qui se répercuterait sur notre réputation, nos activités, notre exploitation ou nos résultats financiers.

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 des 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 nos réseaux pipeliniers.

L'une ou l'ensemble des Acquisitions pourrait ne pas avoir lieu, ne pas avoir lieu selon les modalités prévues dans la convention d'achat applicable ou tout court, ou encore ne pas avoir lieu dans le délai prévu, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur les avantages que nous nous attendons à tirer des Acquisitions.

Nous ne pouvons fournir aucune assurance que les Acquisitions auront lieu ou qu'elles seront effectuées de la manière, selon les modalités et dans le délai actuellement prévus. La réalisation de chacune des Acquisitions est assujettie à la satisfaction d'un certain nombre de conditions ou à la renonciation à de telles conditions, lesquelles sont énoncées dans la convention d'achat applicable, qui sont indépendantes de notre volonté et qui pourraient empêcher, retarder ou autrement nuire considérablement à sa réalisation.

Le succès des Acquisitions dépendra, entre autres, de notre capacité à intégrer les services publics gaziers américains dans nos activités de manière à faciliter les occasions de croissance et à concrétiser les résultats escomptés. Le processus d'intégration d'une acquisition comporte un degré important de difficulté et la possibilité que l'attention de la direction soit détournée, notamment des défis liés au regroupement de certaines activités et fonctions (y compris les fonctions de réglementation), à l'intégration des technologies, des entreprises, des procédures, des politiques et des activités, à la prise en compte des différences entre les cultures d'entreprise d'Enbridge et des services publics gaziers américains et au maintien en poste du personnel clé. L'intégration pourrait être longue et complexe et entraîner des retards ou des dépenses supplémentaires et imprévues. Le processus d'intégration et les autres perturbations découlant des Acquisitions pourraient également nuire à nos activités courantes.

Toute incapacité à réaliser les avantages prévus des Acquisitions, les coûts supplémentaires imprévus ou d'autres facteurs pourraient avoir une incidence négative sur nos bénéfices ou nos flux de trésorerie, diminuer ou retarder tout effet bénéfique des Acquisitions et avoir une incidence négative sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

Il se peut que notre couverture d'assurance ne couvre pas entièrement nos pertes en cas d'accident, de catastrophe naturelle ou d'autre événement dangereux, et que les coûts découlant du maintien ou du manque de disponibilité de l'assurance augmentent.

Nos activités comportent de nombreux dangers qui sont inhérents à notre secteur de l'industrie, lesquels sont décrits à la présente rubrique 1A, *Facteurs de risque*. Nous souscrivons une police d'assurance qui nous couvre ainsi que nos filiales et certaines de nos sociétés affiliées afin d'atténuer une certaine partie de nos risques. Cependant, les risques potentiels découlant de nos activités ne sont pas tous assurables ou sont assurés par nous en raison de la disponibilité, des primes élevées et pour diverses autres raisons. Enbridge assume elle-même une partie importante de certains risques par l'intermédiaire de ses filiales entièrement détenues qui sont des sociétés d'assurance captives, et la garantie d'assurance d'Enbridge est assujettie à des modalités, à des exclusions et à des franchises importantes ou à des montants autoassurés qui peuvent réduire ou éliminer la garantie dans certaines circonstances.

Les polices d'assurance d'Enbridge sont généralement renouvelées chaque année et, selon des facteurs comme les conditions du marché, les primes, les modalités, les limites de la police ou les franchises peuvent varier considérablement. Nous ne pouvons pas garantir que nous serons en mesure de maintenir une assurance adéquate à l'avenir, à des taux ou à d'autres conditions que nous jugeons raisonnables sur le plan commercial. Dans ce cas, nous pouvons décider d'assurer nous-mêmes les risques supplémentaires.

Une perte autoassurée importante, une perte non assurée, une perte dépassant considérablement les limites de nos polices d'assurance, un retard important dans le paiement d'une demande de règlement importante, ou l'omission de renouveler des polices d'assurance à des conditions semblables ou favorables pourrait avoir des répercussions importantes et négatives sur notre entreprise, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

Notre entreprise est exposée aux fluctuations des prix du marché, y compris les taux d'intérêt et les taux de change. Nos politiques de gestion des risques ne peuvent pas éliminer tous les risques et peuvent entraîner des pertes financières importantes. De plus, leur non-respect pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre exploitation ou nos résultats financiers.

Notre recours au financement par emprunt nous expose à des variations des taux d'intérêt sur les émissions futures de titres de créance à taux fixe et de titres de créance à taux variable. Bien que nos résultats financiers soient libellés en dollars canadiens, les produits d'exploitation ou les charges de bon nombre de nos entreprises sont en devises étrangères, en particulier le dollar américain. Les variations des taux d'intérêt et des taux de change pourraient influencer de façon significative sur 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, des prix de l'électricité et du cours de nos actions pour réduire la volatilité de nos flux de trésorerie. Selon nos politiques de gestion des risques, presque 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, y compris les 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, notre exploitation ou nos résultats financiers.

Dans la mesure où nous couvrons notre exposition aux prix du marché, nous renonçons aux avantages que nous pourrions obtenir si ceux-ci changeaient en notre faveur. Qui plus est, les activités de couverture peuvent entraîner des pertes qui pourraient grandement influencer sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. De telles pertes se sont produites par le passé et pourraient se produire à l'avenir. Voir la partie II, rubrique 7A, *Informations quantitatives et qualitatives sur le risque de marché*, et la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*, pour un complément d'information sur nos instruments dérivés et les activités de couverture connexe.

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 refinancer 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 auprès de diverses entités qui servent de filet de sécurité pour les billets de trésorerie, les emprunts ou pour fournir des lettres de crédit. Ces facilités sont habituellement assorties de clauses financières; le non-respect de ces clauses par une entité pourrait empêcher celle-ci d'avoir accès à la facilité de crédit, ce qui pourrait avoir une incidence sur les liquidités. 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 ou si nous ne pouvions pas du tout y avoir accès, notre capacité à financer nos activités et à mettre en œuvre notre stratégie pourrait en être affectée. Toute incapacité à accéder à des capitaux ou à y accéder à des conditions favorables pourrait limiter notre capacité à effectuer des améliorations ou des acquisitions qui contribueraient autrement à notre croissance future ou au refinancement de notre dette actuelle. 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.

Les prix des marchandises pourraient se répercuter indirectement sur le taux de croissance et les résultats de notre secteur Oléoducs.

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

Les gisements de pétrole classique étanches de l'Ouest canadien, 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.

Par le truchement de nos actifs du secteur intermédiaire aux États-Unis, nous détenons des placements dans DCP et Aux Sable, qui se consacrent à la collecte, au traitement, à la transformation et à la vente de gaz naturel et de liquides de gaz naturel. Les variations des prix des marchandises influent directement sur les résultats financiers de ces entreprises. Dans une moindre mesure, les résultats financiers de notre entreprise de transport aux États-Unis sont sujets à la fluctuation des prix de l'électricité, ce qui a une incidence sur les coûts de l'électricité associés à l'exploitation des stations de compression.

Le secteur Services énergétiques génère des marges en profitant d'écarts qualitatifs et temporels ainsi que des écarts liés à l'emplacement lorsque l'occasion se présente. L'évolution de la conjoncture du marché qui a une incidence sur les prix auxquels nous achetons et vendons des marchandises a limité les possibilités quant aux marges par le passé et empêché les Services énergétiques de respecter les engagements en matière de capacité, ce qui pourrait se reproduire dans l'avenir. D'autres conditions du marché, telles que les situations de déport, ont également limité les possibilités quant aux marges.

Nous sommes exposés au risque de crédit lié à nos clients, nos contreparties et nos fournisseurs.

Nous sommes exposés au risque de crédit lié aux diverses parties avec lesquelles nous transigeons 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, de nos fournisseurs et de nos contreparties. Il est possible que les défauts de paiement ou de performance de ces entités, s'ils sont importants, aient une incidence défavorable sur nos résultats et nos flux de trésorerie.

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, d'autres professionnels ainsi que des hauts dirigeants et des cadres supérieurs. 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.

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 nos activités, notre exploitation ou nos résultats financiers.

La nature et la portée des lois et règlements qui régissent l'octroi de permis et les analyses environnementales pour les sociétés d'infrastructures énergétiques du Canada et des États-Unis continuent d'évoluer.

Aux États-Unis et au Canada, les sociétés pipelinières continuent d'être confrontées à l'opposition des activistes anti-énergie et anti-pipelines, des communautés et des groupes autochtones et tribaux, des citoyens, des groupes environnementaux et des politiciens préoccupés par la sécurité des pipelines et leurs éventuelles incidences environnementales. Aux États-Unis, l'EPA a redéfini les eaux des États-Unis pour s'aligner sur la décision *Sackett c. EPA* du 25 mai 2023 de la Cour suprême des États-Unis, qui limite la portée des eaux réglementées par la *Clean Water Act*, a adopté de nouvelles règles en vertu de l'article 401 de la *Clean Water Act* élargissant la portée de l'examen par l'État des certifications de la qualité de l'eau, a adopté des règles sur le contrôle du méthane et les déclarations connexes, sur la pollution par l'ozone à l'échelle de l'État (« The Good Neighbor Plan ») et sur les centrales électriques (« Power Plant Rule »). Le Council for Environmental Quality a publié une directive entrant en vigueur immédiatement qui exige la réalisation d'analyses en vertu de la loi intitulée *National Environmental Policy Act* (« NEPA ») suivie d'une nouvelle règle régissant la mise en œuvre de la NEPA dans les mesures fédérales, ce qui pourrait modifier considérablement la portée environnementale et l'évaluation des coûts. La FERC a mis l'accent sur la relation entre le gaz naturel et la production d'électricité, particulièrement en ce qui concerne les problèmes de fiabilité pendant les phénomènes météorologiques violents. La PHMSA a publié un projet de règle sur la détection et la réparation des fuites. Les organismes fédéraux ont également publié des directives sur la façon dont les préoccupations en matière de justice environnementale devraient être prises en compte et traitées. De nombreux autres règlements adoptés par l'administration présidentielle précédente sont contestés devant plusieurs tribunaux et certains d'entre eux ont été invalidés par les tribunaux de révision. L'administration américaine actuelle pourrait prendre d'autres mesures pour modifier ou inverser les règlements promulgués par l'administration américaine précédente.

En mars 2023, la Cour suprême du Canada a entendu l'appel du procureur général du Canada de la décision non contraignante de la cour d'appel de l'Alberta stipulant que la *Loi sur l'évaluation d'impact* (la « LEI ») est inconstitutionnelle. La LEI comporte des exigences en matière d'évaluation d'impact pouvant s'appliquer aux projets de pipelines fédéraux ou provinciaux répondant à des critères prescrits ou que le ministre de l'Environnement fédéral désigne comme devant être évalués. La possibilité que tout projet de pipeline soit assujéti aux exigences de la LEI vient ajouter une grande part d'incertitude en ce qui a trait aux échéances et aux résultats réglementaires. La Cour d'appel de l'Alberta a déterminé que la LEI constitue un empiétement inacceptable du gouvernement fédéral sur les compétences provinciales qui donnerait lieu à une expropriation de fait des ressources naturelles provinciales et de l'intérêt propriété par le gouvernement fédéral. Le 13 octobre 2023, la Cour suprême du Canada a rendu une décision majoritaire (cinq contre deux) déclarant que le régime fédéral d'évaluation d'impact est hors de la compétence du Parlement fédéral et que la LEI devrait se concentrer davantage sur les effets relevant de la compétence fédérale. La décision est un cas de référence consultatif non exécutoire, de sorte que la LEI et les règlements connexes ne sont pas « annulés »; cependant, le gouvernement fédéral suivra les directives de la Cour suprême du Canada et, en collaboration avec les provinces et les groupes autochtones, cherchera à modifier la LEI afin qu'elle soit constitutionnelle. Les modifications qui en découleront pourraient avoir une incidence sur les risques et le moment des approbations réglementaires futures éventuelles et sur la portée de l'examen fédéral des projets de pipelines intraprovinciaux.

Nos activités sont assujetties à nombre de lois et règlements environnementaux, y compris ceux relatifs aux changements climatiques, aux émissions de GES et à la divulgation liée au climat, 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 antérieures, actuelles et futures, notamment les émissions atmosphériques, la qualité de l'eau et du sol, l'évacuation des eaux usées, les déchets solides et les déchets dangereux.

Si nous ne sommes pas en mesure d'obtenir ou de maintenir toutes les approbations et tous les permis réglementaires environnementaux requis pour nos actifs d'exploitation et nos projets ou s'il survient des retards dans l'obtention d'approbations ou de permis réglementaires environnementaux requis, l'exploitation des installations existantes ou l'aménagement de nouvelles installations pourraient être empêchés, retardés ou faire l'objet de coûts supplémentaires. Le non-respect de la réglementation et des lois environnementales pourrait se traduire par l'imposition d'amendes civiles ou pénales, de sanctions et de mesures d'injonction touchant nos actifs en exploitation. Selon toute attente, tout changement apporté aux lois et règlements environnementaux, y compris ceux relatifs aux changements climatiques, aux émissions de GES et aux déclarations liées aux changements climatiques, 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 pour l'utilisation de nos pipelines ou autres installations.

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, nos activités, notre exploitation 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, les permis 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, notamment en raison de notre incapacité à les renouveler à leur expiration, pourrait nuire à notre réputation, à nos activités et à nos résultats financiers. Nous avons fait l'objet de litiges relativement à certaines servitudes, entre autres pour la canalisation 5; voir la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Faits nouveaux en matière juridique et autres*.

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 nos activités, notre exploitation ou nos résultats financiers.

Nos oléoducs, nos gazoducs et nos actifs de distribution de gaz font face 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 ainsi que les autres oléoducs, gazoducs et actifs de distribution sont assujettis aux mesures prises par divers organismes de réglementation, y compris la Régie, la FERC et la CEO, en ce qui concerne les taux, les tarifs et les droits s'appliquant à ces actifs. 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 aux règlements négociés visant notre réseau principal, pourraient avoir un effet négatif sur nos produits d'exploitation et notre bénéfice.

Nos actifs de production d'énergie renouvelable au Canada et aux États-Unis sont soumis aux directives, règlements et politiques des gouvernements provinciaux et étatiques. Ces mesures sont variables et peuvent changer en raison, entre autres, des changements de taux d'imposition et d'un changement de gouvernement, qui peuvent avoir une incidence négative sur nos ententes commerciales.

Nos actifs de production d'énergie renouvelable en Europe (en France, en Allemagne et au Royaume-Uni) sont soumis aux directives, règlements et politiques établis et appliqués par l'UE et le gouvernement du Royaume-Uni. Ces mesures sont variables et peuvent comprendre des contrôles des prix, des plafonnements de tarifs et des objectifs de réduction de la demande, qui peuvent tous avoir une incidence négative sur nos produits d'exploitation et nos résultats.

Nous sommes 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 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, le Canada et d'autres pays de l'OCDE ont adopté un taux d'imposition minimal qui sera appliqué à l'échelle mondiale. La législation finale et la liste des pays participants restent incertaines. De plus, les États-Unis ont adopté la loi intitulée *Inflation Reduction Act* en 2022, mais les principaux règlements qui pourraient avoir une incidence sur l'interprétation de cette loi demeurent en suspens. 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 ou par d'autres procédures juridiques. 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 ou de tout nouveau cas 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. Se reporter à la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Faits nouveaux en matière juridique et autres*, pour un complément d'information sur certaines instances judiciaires et les faits nouveaux à ce titre.

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

Aucune.

RUBRIQUE 1C. CYBERSÉCURITÉ

Gestion, stratégie et gouvernance quant aux risques liés à la cybersécurité

La surveillance et la gestion des risques sont un rôle essentiel du conseil et de ses comités. Le conseil a la responsabilité de cerner et de comprendre les principaux risques d'Enbridge et de veiller à ce que les systèmes appropriés soient mis en œuvre pour surveiller, gérer et atténuer ces risques. Les comités du conseil assurent la surveillance des risques dans le cadre de leur mandat respectif.

La surveillance de la cybersécurité est intégrée aux responsabilités du conseil. Le comité d'audit, des finances et des risques (le « CAFR ») assure la surveillance des questions de cybersécurité, en particulier en ce qui a trait aux risques et aux contrôles financiers, à l'intégrité des données financières et de l'information communiquée au public, et à la sécurité du contexte cybernétique à l'échelle des données et du numérique. Le comité de sécurité et de fiabilité (le « CSF ») assure la surveillance de la sécurité (physique, données et cybersécurité), y compris en ce qui a trait aux risques et aux contrôles opérationnels, à la sécurité, à l'intégrité et à la fiabilité des activités et à l'exploitation des actifs.

La direction présente régulièrement des rapports au conseil à chaque réunion pour examiner les principaux risques, cerner les tendances et aider à gérer les risques. Cela comprend des rapports trimestriels au CAFR et au CSF sur les questions de cybersécurité. De plus, chaque année, la direction prépare et fournit au conseil et à ses comités une évaluation des risques d'entreprise (l'« ERE »), qui analyse et classe par ordre de priorité les risques à l'échelle de l'entreprise (y compris la cybersécurité), en soulignant les principaux risques et les principales tendances. L'ERE annuelle est un processus intégré à l'échelle de l'entreprise. Nous évaluons et classons les risques en fonction de leur incidence et de leur probabilité, et nous nous efforçons de nous assurer que des mesures d'atténuation sont adéquatement conçues, priorisées et dotées des ressources nécessaires. Le rapport sur l'ERE est examiné par les comités du conseil responsables de la catégorie de risque correspondant à leur mandat et est remis au conseil, qui coordonne l'approche de gestion globale des risques d'Enbridge. Outre l'ERE, la direction prépare et fournit au CSF un rapport annuel sur les principaux risques d'exploitation qui met en évidence les risques d'exploitation ayant les conséquences les plus importantes à l'échelle d'Enbridge et qui comprend de plus amples renseignements sur les risques et leur traitement. Ces renseignements contribuent à informer le conseil des répercussions possibles des principaux risques d'exploitation et de la mise en place de traitements appropriés pour gérer ces risques.

La cybersécurité a été reconnue comme l'un des principaux risques, car les attaques contre des participants de notre secteur d'activité ont continué d'augmenter en sophistication et en fréquence au fil des ans. Les risques liés à la cybersécurité sont décrits à la rubrique 1A, *Facteurs de risque*.

La direction d'Enbridge est responsable de la mise en œuvre des stratégies de gestion des risques et de la surveillance du rendement. Les services Technologie et information sont centralisés et relèvent du vice-président principal et chef de l'information, qui compte plus de deux décennies de leadership international dans le domaine de la technologie. Nous faisons également appel à des tiers indépendants pour évaluer notre programme de cybersécurité, nous suivons leurs recommandations et nous les utilisons pour améliorer davantage le programme. Le chef de la sécurité de l'information, qui est responsable de notre programme de cybersécurité et qui supervise le centre des activités liées à la sécurité, qui fonctionnent nuit et jour à longueur d'année, relève du chef de la sécurité de l'information.

Nous effectuons des évaluations continues de nos normes en matière de cybersécurité, nous effectuons des tests réguliers de notre capacité à réagir et à nous rétablir, et nous surveillons les menaces potentielles. Pour atténuer davantage les menaces, nous collaborons avec les gouvernements et les organismes de réglementation, et nous participons à des événements externes pour apprendre et partager. Notre personnel participe régulièrement à une formation de sensibilisation à la sécurité, y compris des exercices visant à renforcer les capacités pour repérer et signaler les courriels

d'hameçonnage suspects à notre centre des activités liées à la sécurité. Au cours de la dernière année, nous avons continué d'élargir la formation en cybersécurité et les tests de simulation que nous administrons aux groupes à risque élevé au sein de l'entreprise. Un cours de formation en cybersécurité adapté a été mis en œuvre pour les membres d'équipe occupant des postes liés à la technologie opérationnelle, et nous avons augmenté la fréquence des tests de simulation d'hameçonnage.

Nous avons mis en place un programme de gestion des risques liés à la cybersécurité posés par des tiers, qui consiste en un programme évolutif interfonctionnel visant à nous aider à évaluer et à réduire les risques liés à nos fournisseurs tiers et à d'autres prestataires de services. Notre équipe de cybersécurité a également recours à plusieurs couches de défense et de technologies de protection, des experts en cybersécurité et des mécanismes automatisés d'alerte et d'intervention pour réduire les risques pour Enbridge.

Bien que les risques liés à la cybersécurité ne nous aient pas touchés de façon importante jusqu'à maintenant (y compris notre stratégie commerciale, les résultats d'exploitation ou la situation financière), nous avons connu un nombre croissant de menaces à la cybersécurité au cours des dernières années. Pour un complément d'information sur les risques liés à la cybersécurité auxquels nous sommes confrontés, se reporter, sous la rubrique 1A *Facteurs de risque*, au paragraphe *Les cyberattaques et autres incidents de cybersécurité constituent une menace pour nos systèmes technologiques et pourraient avoir une incidence négative importante sur nos activités, notre exploitation, notre réputation ou nos résultats financiers*.

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, des communautés autochtones, 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. Le reste des stations de compression et autres actifs, comme les postes de comptage, les stations de vannes et les champs de stockage de gaz souterrains se trouvent 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 et procédures d'ordre judiciaire et réglementaire survenant dans le cours normal de nos activités. 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. Se reporter à la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Faits nouveaux en matière juridique et autres*, pour un complément d'information sur certaines instances judiciaires et les faits nouveaux à ce titre.

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.

Le 17 octobre 2022, quatre résolutions d'application globale distinctes ont été annoncées par l'agence de lutte contre la pollution du Minnesota (« ALPM »), le ministère des Ressources naturelles du Minnesota (« MRN »), la bande Fond du Lac of Lake Superior Chippewa et le bureau de la procureure générale du Minnesota relativement aux infractions qui auraient eu lieu durant la construction du projet de remplacement de la canalisation 3 (« L3R »). La procureure générale du Minnesota a déposé à notre endroit une accusation criminelle pour méfait, pour appropriation de l'eau du réservoir souterrain de Clearbrook sans permis, cette accusation devant être annulée après que nous nous serons conformés aux règles d'appropriation de l'eau de l'État pendant un an. Dans le cadre des activités de surveillance postconstruction pour le projet L3R, Enbridge a signalé au MRN un écoulement dans les eaux souterraines près du lac Moose, dans le comté d'Aitkin. Enbridge a réalisé les mesures correctives approuvées par le MRN pour l'emplacement.

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 2 février 2024, il y avait 73 123 actionnaires inscrits des actions ordinaires d'Enbridge. Un nombre nettement supérieur de porteurs des actions ordinaires d'Enbridge sont 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 2023.

Ventes récentes de titres de capitaux propres non inscrits

Aucune.

Rachat de titres de capitaux propres par l'émetteur

Période	Total des actions rachetées	Prix moyen payé par action	Total des actions rachetées dans le cadre de programmes annoncés publiquement	Nombre maximal d'actions pouvant encore être rachetées dans le cadre de ces programmes ¹
Octobre 2023				
(1 ^{er} octobre – 31 octobre)	—	S. O.	—	25 433 807
Novembre 2023				
(1 ^{er} novembre – 30 novembre)	—	S. O.	—	25 433 807
Décembre 2023				
(1 ^{er} décembre – 31 décembre)	—	S. O.	—	25 433 807

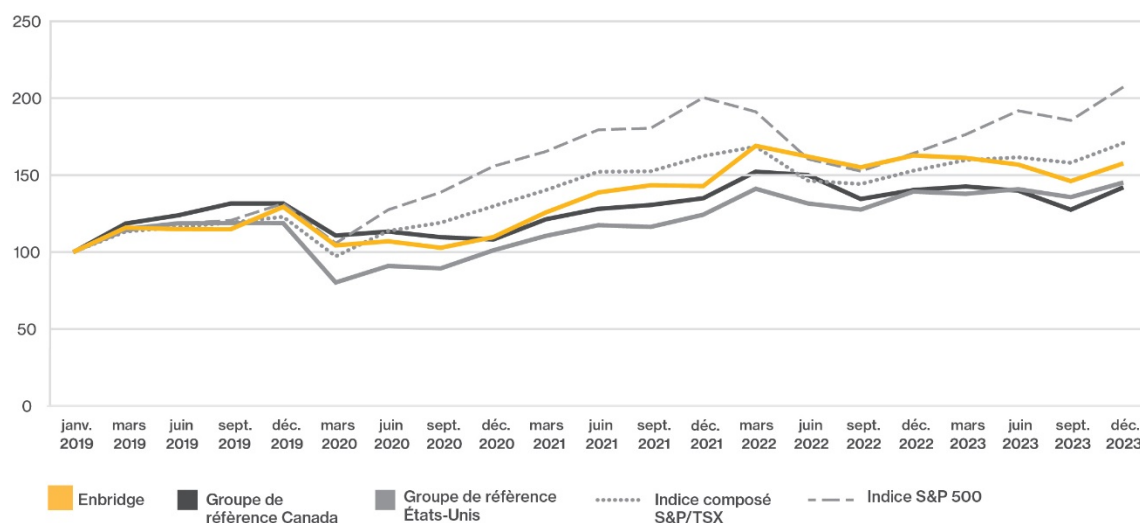
¹ Le 4 janvier 2023, la TSX a approuvé notre offre de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre de rachat »), qui est entrée en vigueur le 6 janvier 2023 et a pris fin le 5 janvier 2024. Notre offre de rachat nous a permis de racheter, aux fins d'annulation, un maximum de 27 938 163 actions ordinaires d'Enbridge en circulation, jusqu'à concurrence d'un total de 1,5 G\$ par l'entremise de la TSX, de la NYSE et d'autres bourses ou systèmes de négociation parallèles admissibles.

Rendement total pour les actionnaires

Le graphique ci-dessous présente les variations comparatives du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2023 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 des symboles boursiers 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 des symboles boursiers CU, FTS, PPL et TRP). Les montants figurant dans le tableau ont été établis en supposant que les dividendes sont réinvestis.

Rendement total pour les actionnaires

1er janvier 2019 – 31 décembre 2023



	1 ^{er} janvier 2019	31 décembre				
	2019	2019	2020	2021	2022	2023
Enbridge Inc.	100,00	129,34	109,69	142,87	162,72	157,79
Indice composé S&P/TSX	100,00	122,88	129,76	162,32	152,83	170,79
Indice S&P 500	100,00	131,49	155,68	200,37	164,08	207,21
Groupe de référence aux États-Unis¹	100,00	118,76	101,11	124,27	139,24	145,15
Groupe de référence au Canada	100,00	131,71	108,28	135,12	140,43	142,20

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 2023 et de 2022 et présente des comparaisons entre les résultats de 2023 et de 2022. Pour une analyse des résultats de 2021 et une comparaison des résultats de 2022 et de 2021, 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 2022.

FAITS NOUVEAUX

ENTENTE DE TARIFICATION POUR LE RÉSEAU PRINCIPAL

Enbridge Inc. (« Enbridge ») a conclu une entente à l'égard d'un règlement négocié avec les expéditeurs pour les droits liés au transport sur son réseau principal. L'entente tarifaire pour le réseau principal (« ETRP ») vise les tronçons canadien et américain du réseau principal et permettra de poursuivre l'exploitation du réseau principal en tant que réseau de transport commun accessible à tous les expéditeurs selon un processus de nomination mensuel. L'ETRP est assujettie à l'approbation des organismes de réglementation et sera en vigueur pendant sept ans et demi, soit jusqu'à la fin de 2028, les droits provisoires révisés entrant en application le 1^{er} juillet 2023.

L'ETRP prévoit :

- un tarif international conjoint (« TIC ») pour les expéditions de pétrole brut lourd de Hardisty à Chicago, composé de droits de 1,65 \$ le baril sur le réseau principal au Canada, majoré de droits de 2,57 \$ US le baril sur le réseau de Lakehead et majoré des droits supplémentaires applicables au titre du remplacement de la canalisation 3 (« L3R »);
- l'indexation des droits visant les coûts d'exploitation, d'administration et d'électricité liés aux indices des prix à la consommation et des prix de l'électricité aux États-Unis;
- des droits qui continueront d'être ajustés en fonction de la distance et des marchandises et qui seront fondés sur un TIC à double devise;
- un tunnel visant le rendement financier offrant à Enbridge des incitatifs pour optimiser le débit et les coûts, mais aussi une protection contre les baisses en cas de perturbations extrêmes de l'offre ou de la demande ou d'exposition imprévue des frais d'exploitation; ce tunnel de rendement vise à assurer pour le réseau principal un rendement se situant entre 11 % et 14,5 %, en fonction d'une structure du capital présumée comportant 50 % de capitaux propres, ce qui est comparable aux rendements obtenus en moyenne sur la durée de l'entente de tarification précédente.

Environ 70 % des livraisons sur le réseau principal sont assujetties à des droits aux termes de ce règlement, tandis qu'environ 30 % des livraisons vers les marchés en aval du réseau principal sont assujetties à des droits intégraux. Le règlement prévoit en outre le maintien d'une augmentation ou d'une diminution de 0,035 \$ US le baril des droits pour le réseau principal pour toute variation de 50 000 barils par jour du débit.

Les résultats financiers prévus de ce règlement sont conformes aux résultats financiers déjà déclarés, compte tenu de la provision déjà comptabilisée, des ajustements des coûts en fonction de l'inflation et de l'augmentation des volumes. Le 15 décembre 2023, Enbridge a déposé auprès de la Régie de l'énergie du Canada (la « Régie ») une demande d'approbation de l'ETRP, avec l'appui unanime des représentants de ses parties prenantes. La Régie a indiqué dans la lettre de présentation du processus qu'aucun commentaire dissident n'a été reçu avant le 19 janvier 2024 et qu'elle peut décider de la demande ou qu'elle peut établir d'autres étapes dans le cadre du processus.

Le 24 mai 2023, Enbridge a déposé une offre de règlement auprès de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis visant le réseau de Lakehead (le « règlement visant le réseau de Lakehead »). En plus de résoudre le litige lié à la portion indexée du tarif applicable au réseau de Lakehead, le règlement visant le réseau de Lakehead prévoit aussi une date d'abrègement de l'amortissement établie au 31 décembre 2048 pour le tarif de base applicable à la portion indexée et au mécanisme de supplément lié aux installations, ainsi qu'une entente sur les modalités de recouvrement futur au moyen du mécanisme de supplément lié aux installations pour les coûts liés à deux projets touchant la canalisation 5, soit le projet de relocalisation au Wisconsin et le tunnel du détroit Mackinac. Le règlement du réseau de Lakehead a été certifié par un juge le 23 juin 2023 et approuvé par les commissaires de la FERC le 27 novembre 2023. Les tarifs du réseau Lakehead ont été mis à jour le 1^{er} décembre 2023 pour tenir compte des modalités du règlement visant le réseau de Lakehead.

ACQUISITIONS

Acquisition d'installations de gaz naturel renouvelable (« GNR »)

Le 2 janvier 2024, par l'intermédiaire d'une filiale américaine entièrement détenue, nous avons acquis auprès de Morrow Renewables les six premières installations de production de GNR à partir de sites d'enfouissement situés au Texas et en Arkansas pour une contrepartie totalisant 1,4 G\$ (1,1 G\$ US), dont une tranche de 0,5 G\$ (0,4 G\$ US) a été payée à la clôture de la transaction et une tranche de 0,9 G\$ (0,7 G\$ US) est à payer dans un délai de deux ans. La contrepartie totale pour les sept installations est de 1,6 G\$ (1,2 G\$ US). La production de GNR combinée des installations s'élève à environ 4,5 Gpi³ par année. Les actifs acquis s'harmonisent avec notre stratégie de réduction des émissions de carbone et la font progresser.

Projet d'énergie solaire Fox Squirrel

Le 15 novembre 2023, nous avons acquis une participation de 50 % dans un partenariat nouvellement constitué avec EDF Renewables North America afin de participer à la phase initiale d'une centrale solaire en Ohio. La contrepartie en trésorerie comprend un paiement préalable de 157 M\$ (115 M\$ US) et des engagements de capitaux subséquents à concurrence de 398 M\$ (291 M\$ US). Les investissements au-delà de la première phase dépendent du respect de certaines conditions. Un paiement supplémentaire de 164 M\$ (123 M\$ US) a été effectué au moment de la mise en service de la phase 1 en décembre 2023.

Parcs éoliens extracôtiers Hohe See et Albatros

Le 3 novembre 2023, nous avons acquis une participation supplémentaire de 24,45 % dans les installations éoliennes extracôtrières Hohe See et Albatros (les « installations éoliennes extracôtrières »), par le truchement de l'acquisition d'une participation de 49 % dans Enbridge Renewable Infrastructure Investments S.à.r.l. (« ERII »), pour un montant en trésorerie de 391 M\$ (267 M€) et la prise en charge de la dette de 524 M\$ (358 M€), ce qui porte notre participation dans les installations éoliennes extracôtrières à 49,9 %. Les installations éoliennes extracôtrières Hohe See et Albatros sont situées à environ 100 kilomètres au large de la côte nord de l'Allemagne et sont entrées en service en 2019 et 2020, respectivement.

Installation de stockage de gaz Aitken Creek

Le 1^{er} novembre 2023, par l'intermédiaire d'une filiale canadienne entièrement détenue, nous avons acquis une participation de 93,8 % dans l'installation de stockage de gaz Aitken Creek et une participation de 100 % dans l'installation de stockage de gaz Aitken Creek North (collectivement, « Aitken Creek »), situées en Colombie-Britannique, au Canada, pour une contrepartie en trésorerie de 400 M\$, sous réserve d'autres ajustements de clôture habituels (l'« acquisition d'Aitken Creek »). Aitken Creek est la seule installation souterraine de stockage de gaz naturel en Colombie-Britannique et est reliée à tous les grands gazoducs de l'Ouest canadien. L'acquisition d'Aitken Creek nous permet de continuer à répondre aux besoins énergétiques régionaux et de répondre à la demande croissante d'exportations de gaz naturel liquéfié (« GNL »).

Services publics gaziers aux États-Unis

Le 5 septembre 2023, nous avons annoncé qu'Enbridge avait conclu trois ententes définitives distinctes avec Dominion Energy, Inc. en vue de l'acquisition de The East Ohio Gas Company, de Questar Gas Company et ses sociétés affiliées Wexpro, et de Public Service Company of North Carolina pour un prix d'achat totalisant 19,1 G\$ (14,0 G\$ US) se composant d'une contrepartie en trésorerie de 12,8 G\$ (9,4 G\$ US) et de la prise en charge de la dette de 6,3 G\$ (4,6 G\$ US), sous réserve des ajustements de clôture habituels (collectivement, les « Acquisitions »). Si elles sont conclues, les Acquisitions créeront la plus grande plateforme de services publics gaziers en Amérique du Nord permettant d'acheminer plus de 9 milliards de pieds cubes (« Gpi³ ») par jour à environ 7 millions de clients sur des territoires à réglementations diverses. La clôture des Acquisitions est prévue en 2024, sous réserve de la satisfaction des conditions de clôture habituelles, notamment de l'obtention de certaines approbations réglementaires, qui ne sont pas des clauses de conditionnalité réciproque.

Le 8 septembre 2023, nous avons réalisé un appel public à l'épargne visant 102 913 500 actions ordinaires au prix de 44,70 \$ l'action pour un produit brut de 4,6 G\$ qui servira à financer une partie de la contrepartie en trésorerie à payer totale dans le cadre des Acquisitions. Se reporter à la rubrique *Mise à jour sur le financement* pour plus de détails sur les titres de créance émis et les facilités de crédit obtenues en soutien aux Acquisitions.

Tres Palacios Holdings LLC

Le 3 avril 2023, nous avons fait l'acquisition de Tres Palacios Holdings LLC (« Tres Palacios ») en contrepartie d'un montant en trésorerie de 451 M\$ (335 M\$ US). Tres Palacios est une installation de stockage de gaz naturel située sur la côte américaine du golfe du Mexique dont l'infrastructure sert à la production d'électricité alimentée au gaz au Texas ainsi qu'à l'exportation de GNL et aux exportations sur des réseaux mexicains. Tres Palacios se compose de trois cavernes de sel pour le stockage du gaz naturel, d'une capacité de stockage utile certifiée par la FERC d'environ 35 Gpi³ et détient un réseau intégré de gazoducs collecteurs qui s'étend sur 62 milles et comprend 11 raccords de gazoducs inter-États et intra-États.

MONÉTISATIONS DES ACTIFS

Cession d'Alliance Pipeline et d'Aux Sable

Le 13 décembre 2023, nous avons annoncé qu'Enbridge avait conclu une entente définitive pour vendre sa participation de 50,0 % dans le pipeline Alliance et sa participation dans Aux Sable (y compris sa participation de 42,7 % dans Aux Sable Midstream LLC et Aux Sable Liquid Products L.P. ainsi que sa participation de 50 % dans Aux Sable Canada LP) à Pembina Pipeline Corporation en contrepartie de 3,1 G\$, y compris un emprunt sans recours de 0,3 G\$, sous réserve des ajustements de clôture habituels. La clôture devrait avoir lieu au premier semestre de 2024, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires et de la satisfaction des conditions de clôture habituelles. Le produit de la vente financera une partie des Acquisitions et sera affecté à la réduction de la dette.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES – INSTANCES TARIFAIRES

Texas Eastern Transmission

Le document de stipulation et entente relatif à Texas Eastern Transmission, LP (« Texas Eastern ») consolidant les dossiers tarifaires de 2021 a été approuvé par la FERC le 30 novembre 2022 et est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2023. Le 3 avril 2023, Texas Eastern a reçu l'approbation de la FERC d'appliquer les tarifs approuvés ainsi que d'autres dispositions relatives au règlement.

Pipeline Maritimes & Northeast

L'entente de règlement tarifaire pour le tronçon canadien du pipeline Maritimes & Northeast (« M&N Canada ») a expiré en décembre 2023. M&N Canada a conclu un règlement tarifaire avec les expéditeurs pour la période du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2025. Le 28 novembre 2023, M&N Canada a déposé l'entente de règlement tarifaire pour 2024-2025 auprès de la Régie pour examen et approbation. Une décision de la Régie est attendue au premier trimestre de 2024.

REQUÊTES TARIFAIRES – DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

Requête tarifaire au titre du modèle de réglementation incitative

En octobre 2022, Enbridge Gas Inc. (« Enbridge Gas ») a déposé sa requête auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO ») en vue de l'établissement d'un cadre tarifaire fondé sur un modèle de réglementation incitative (« RI ») pour 2024 à 2028. La requête devait initialement être approuvée en deux phases afin d'établir la base tarifaire de 2024 (la « phase 1 ») en fonction du coût des services et de déterminer le mécanisme de plafonnement des tarifs (la « phase 2 ») à utiliser pour le reste de la période de RI. Une troisième phase (la « phase 3 ») a été intégrée à la proposition de règlement partiel pour la phase 1 (la « proposition de règlement ») déposée auprès de la CEO.

Le 17 août 2023, la CEO a approuvé la proposition de règlement en soutien à l'établissement de tarifs justes et raisonnables entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2024. Les points résolus en tout ou en partie comprennent :

- les ajouts à la base tarifaire jusqu'en 2022, inclusivement;
- les taux d'intérêt sur les titres de créance et le taux de rendement des capitaux propres;
- les comptes de report et les comptes d'écarts;
- la participation des Autochtones;
- l'approche de mise en application des tarifs pour 2024.

Le 21 décembre 2023, la CEO a rendu une décision et une ordonnance concernant la phase 1 (la « décision sur la phase 1 »). La décision abordait trois points principaux : la transition énergétique, les questions relatives à la fusion et à l'harmonisation d'Enbridge Gas Distribution Inc. et d'Union Gas Limited, et d'autres questions. La décision sur la phase 1 comprenait les principales constatations ou ordonnances suivantes :

- le risque lié à la transition énergétique exige qu'Enbridge Gas effectue une évaluation des risques afin d'envisager d'autres mesures d'atténuation des risques dans trois domaines, soit l'accès au réseau et les dépenses en immobilisations aux fins d'expansion, le renouvellement du réseau et la politique d'amortissement;
- notre plan d'immobilisations de 2024 doit être réduit de 250 M\$ en mettant l'accent sur la surveillance, la réparation et la prolongation de la durée de vie de nos actifs et un montant supplémentaire de 50 M\$ en frais généraux indirects capitalisés doivent être passés en charges, montant qui passera à 250 M\$ par année pendant la durée de la RI, avec un ajustement compensatoire des produits pour chacune des années;
- à compter du 1^{er} janvier 2025, tous les nouveaux clients à faible volume qui souhaitent se connecter au gaz naturel paient la totalité des coûts de raccordement sous forme de frais initiaux plutôt que par le truchement des tarifs au fil du temps;
- l'approbation d'une méthode d'amortissement harmonisée qui a permis de réduire le niveau d'amortissement demandé et d'ajuster la durée de vie des actifs, y compris le prolongement de durée de vie utile de certaines catégories d'actifs;
- l'augmentation de la part des capitaux propres, qui passe de 36 % à 38 % pour 2024;
- l'entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2024 des tarifs de 2024.

Les questions abordées dans la proposition de règlement et la décision sur la phase 1 ont fait en sorte que les éléments suivants n'ont pas été approuvés pour recouvrement ultérieur et ont donné lieu à la comptabilisation de pertes de valeur pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 :

- une partie des projets d'investissement non amortis retranchée de la base tarifaire de 2024, soit 41 M\$;
- les coûts en capital non amortis de l'intégration retranchés de la base tarifaire de 2024, soit 84 M\$;
- les soldes des régimes de retraite d'Union Gas Limited avant 2017 d'un montant de 156 M\$.

Enbridge Gas a déposé un avis d'appel devant la Cour divisionnaire de l'Ontario le 22 janvier 2024 concernant quatre aspects de la décision sur la phase 1, soit l'horizon de revenus des clients à faible volume, la réduction du plan d'immobilisations de 2024, la prolongation de vie utile pour certaines catégories d'actifs et la part des capitaux propres. Le 29 janvier 2024, Enbridge Gas a également déposé un avis de motion auprès de la CEO demandant à cette dernière de revoir et de modifier cinq aspects de la décision sur la phase 1, soit l'horizon de revenus des clients à faible volume, la réduction du plan d'immobilisations de 2024, les coûts d'intégration, l'amortissement et la part des capitaux propres. L'issue de ces procédures est incertaine.

La décision sur la phase 1 donne lieu à des tarifs provisoires, en attendant les phases 2 et 3 de l'instance, la résolution de l'avis d'appel, de l'avis de motion et de toute mesure législative possible que le gouvernement de l'Ontario pourrait prendre à la suite du communiqué de presse du 22 décembre 2023 du ministre de l'Énergie de l'Ontario. La phase 2 permettra de déterminer le mécanisme d'établissement de tarifs préférentiels pour le reste de la période de modification des tarifs et de régler les questions relatives au coût du gaz et à la répartition des coûts des services de stockage non réglementés. Quant à la phase 3, elle traitera de la répartition des coûts ainsi que de l'harmonisation des tarifs et des catégories de tarifs entre les anciennes zones de tarification.

Écart du coût du gaz acheté

Le compte d'écart du coût du gaz acheté (« ECGA ») permet d'enregistrer les écarts entre les prix du gaz naturel réels et prévus pris en compte dans les tarifs. Les soldes de ce compte sont habituellement recouvrés ou remboursés sur une période prospective de 12 mois au moyen de demandes relatives au mécanisme de rajustement trimestriel des tarifs (« MRTT »).

En mars 2023, la demande relative au MRTT du 1^{er} avril 2023 a été déposée auprès de la CEO et approuvée par cette dernière. Cette demande comprend un ajustement des mesures d'atténuation des tarifs antérieures approuvées pour la demande relative au MRTT du 1^{er} juillet 2022. Le recouvrement du solde du compte d'ECGA pour la période de recouvrement prolongée approuvée pour la demande relative au MRTT du 1^{er} juillet 2022 sera terminé d'ici le 31 mars 2024. La demande MRTT du 1^{er} juillet 2023, la demande MRTT du 1^{er} octobre 2023 et la demande MRTT du 1^{er} janvier 2024 ont été respectivement déposées en juin, septembre et décembre 2023 auprès de la CEO et approuvées par cette dernière sans modification des plans d'atténuation des tarifs de la période antérieure ni inclusion de mesure supplémentaire d'atténuation des tarifs.

Au 31 décembre 2023, le solde du passif du compte d'écart du coût du gaz acheté d'Enbridge Gas s'élevait à 16 M\$.

MISE À JOUR SUR LE FINANCEMENT

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, nous avons réalisé des émissions de titres de créance à long terme totalisant 8,5 G\$ US et 3,9 G\$, y compris une émission de billets de premier rang liés à la durabilité de 10 ans totalisant 2,3 G\$ US en mars 2023 et une émission de billets à moyen terme liés à la durabilité de 10 ans totalisant 400 M\$ en mai 2023.

En mars 2023, nous avons augmenté nos facilités de crédit d'environ 500 M\$. Dans le cadre du processus de renouvellement annuel, nous avons renouvelé et prolongé environ 15,4 G\$ de nos facilités de crédit assorties d'échéance allant de 2024 à 2028.

En septembre 2023, nous avons obtenu des engagements à l'égard d'une facilité de crédit-relais non garantie de premier rang de 9,4 G\$ US en soutien des Acquisitions. Le montant engagé à l'égard de cette facilité a par la suite été réduit à néant au 31 décembre 2023 en raison de l'offre publique de rachat de 4,6 G\$ en septembre 2023, des émissions de titres de créance à long terme subordonnés en septembre 2023 et de l'émission de titres de créance de premier rang à long terme en novembre 2023.

En septembre 2023, nous avons réalisé un appel public à l'épargne visant 102 913 500 actions ordinaires au prix de 44,70 \$ l'action pour un produit brut de 4,6 G\$ qui servira à financer une partie de la contrepartie en trésorerie à payer totale dans le cadre des Acquisitions.

Nos activités de financement en 2023 ont procuré des liquidités importantes qui devraient nous permettre de financer notre portefeuille actuel de projets d'investissement et d'acquisitions 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 attrayants. Voir la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement*.

Au 31 décembre 2023, après ajustement pour tenir compte de l'incidence des couvertures au moyen de swaps de taux d'intérêt variable-fixe, une tranche inférieure à 5 % de notre dette totale était exposée à des taux variables. Se reporter à la partie II, note 23, *Gestion des risques et instruments financiers*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*, pour un complément d'information sur notre programme de couverture des taux d'intérêt.

OFFRE PUBLIQUE DE RACHAT DANS LE COURS NORMAL DES ACTIVITÉS

Le 4 janvier 2023, la Bourse de Toronto (la « TSX ») a approuvé notre offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre de rachat »), qui est entrée en vigueur le 6 janvier 2023 et qui a pris fin le 5 janvier 2024. Notre offre de rachat nous a permis de racheter, aux fins d'annulation, un maximum de 27 938 163 actions ordinaires d'Enbridge en circulation, jusqu'à concurrence d'un total de 1,5 G\$ par l'entremise de la TSX, de la Bourse de New York et d'autres bourses ou systèmes de négociation parallèles admissibles.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Exercices clos les 31 décembre

	2023	2022	2021
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>			
Bénéfice (perte) sectoriel avant intérêts, impôts et amortissement¹			
Oléoducs	9 499	8 364	7 897
Transport de gaz et services intermédiaires	4 264	3 126	3 671
Distribution et stockage de gaz	1 592	1 827	2 117
Production d'énergie renouvelable	149	262	508
Services énergétiques	(37)	(417)	(313)
Éliminations et divers	837	(1 124)	356
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement¹	16 304	12 038	14 236
Amortissement	(4 613)	(4 317)	(3 852)
Charge d'intérêts	(3 812)	(3 179)	(2 655)
Charge d'impôts sur les bénéfices	(1 821)	(1 604)	(1 415)
(Bénéfice) perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	133	65	(125)
Dividendes sur les actions privilégiées	(352)	(414)	(373)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	5 839	2 589	5 816
Bénéfice par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	2,84	1,28	2,87
Bénéfice dilué par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	2,84	1,28	2,87

¹ Mesures hors PCGR.

BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

Le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a augmenté de 3,2 G\$ en raison de certains facteurs peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement les facteurs suivants :

- l'absence en 2023 d'une perte de valeur de l'écart d'acquisition de 2,5 G\$ liée à l'unité d'exploitation Transport de gaz;
- un gain net latent hors trésorerie d'un montant net de 1 127 M\$ (856 M\$ après impôts) liée à la juste valeur d'instruments dérivés en 2023, comparativement à une perte nette latente de 1 246 M\$ (950 M\$ après impôts) en 2022, ce qui reflète les variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change, le risque de taux d'intérêt et le risque lié au prix des marchandises;
- l'absence en 2023 d'une perte de valeur d'actif de 227 M\$ (173 M\$ après impôts) liée au parc éolien Magic Valley (« Magic Valley »), d'une perte de valeur d'actif de 183 M\$ (137 M\$ après impôts) au titre des canalisations aux États-Unis et au Canada du tronçon inter-États du réseau du Dakota du Nord de notre réseau Bakken, d'une perte de valeur de 44 M\$ (34 M\$ après impôts) des actifs locatifs en raison de projets de relocalisation de bureaux et d'une perte de valeur d'actif de 40 M\$ (30 M\$ après impôts) liée à la canalisation de Mackay River de notre réseau régional des sables bitumineux;
- un gain de 151 M\$ (129 M\$ après impôts) et un ajustement des impôts reportés de 69 M\$ ont été comptabilisés en raison de l'abandon de la comptabilité réglementaire pour le pipeline Southern Lights (« Southern Lights »);
- l'absence en 2023 des coûts de transaction de 114 M\$ liés à notre investissement dans le projet de GNL de Woodfibre;

- le recouvrement d'impôts reportés de 104 M\$ lié à un ajustement d'impôts sur les pertes de valeur d'actifs;
- un gain net latent hors trésorerie de 73 M\$ (55 M\$ après impôts) en 2023, comparativement à une perte nette latente de 27 M\$ (21 M\$ après impôts) en 2022, 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;
- la réception du règlement d'une réclamation en justice de 68 M\$ (52 M\$ après impôts) en 2023;
- un gain net latent hors trésorerie de 35 M\$ (33 M\$ après impôts) en 2023, comparativement à une perte nette latente de 25 M\$ (22 M\$ après impôts) en 2022, ce qui reflète la variation de la valeur de marché des placements dans des fonds d'actions détenus par nos filiales entièrement détenues qui sont des sociétés d'assurance captives.

Les facteurs ci-dessus sont annulés en partie par :

- l'absence en 2023 d'un gain de 1 076 M\$ (732 M\$ après impôts) à la clôture de l'opération de fusion de coentreprises avec Phillips 66 (« P66 ») ayant donné lieu à la restructuration de notre participation économique indirecte dans Gray Oak Pipeline LLC (« Gray Oak ») et DCP Midstream, LP (« DCP »);
- une perte réalisée de 638 M\$ (479 M\$ après impôts) en raison de la résiliation des couvertures de change, le risque de change inhérent à l'entente de tarification concurrentielle (« ETC ») n'étant plus présent dans le cadre de l'entente de tarification négociée pour le réseau principal;
- une perte de valeur de 261 M\$ (20 M\$ après impôts et déduction faite des participations ne donnant pas le contrôle) de nos installations éoliennes Chapman Ranch;
- une perte de valeur de 281 M\$ (232 M\$ après impôts) comptabilisée au titre de certains projets d'investissement, coûts en capital et soldes liés aux régimes de retraite au quatrième trimestre de 2023 en raison de la décision sur la phase 1 concernant la demande d'Enbridge Gas;
- un ajustement des impôts reportés de 120 M\$ en raison de la déréglementation de certaines parties du réseau principal au Canada, y compris la canalisation 9 et le projet L3R;
- un ajustement et règlement de 124 M\$ (95 M\$ après impôts) d'une provision liée à un litige;
- l'absence en 2023 d'un gain de 118 M\$ (89 M\$ après impôts) lié à Texas Eastern comptabilisé pour tenir compte d'un règlement avec un client de transport qui fait l'objet d'une faillite;
- une perte liée à la mise hors service d'immobilisations de 86 M\$ (65 M\$ après impôts) associée à notre réseau régional des sables bitumineux;
- une perte de valeur de 82 M\$ (63 M\$ après impôts) liée à des participations dans des satellites extracôtiers au sein de notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires;
- des coûts de transaction de 31 M\$ (24 M\$ après impôts) engagés dans le cadre des Acquisitions.

Les gains et les pertes hors trésorerie latents liés à la juste valeur des dérivés dont il est question plus haut découlent généralement de notre programme exhaustif de couverture économique destiné à atténuer les risques de change, les risques de taux d'intérêt et les risques liés aux prix des marchandises. Ce programme est source de volatilité pour les résultats à court terme présentés du fait de la comptabilisation de gains et de pertes hors trésorerie latents sur les instruments 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 précédents, le solde de 51 M\$ de l'augmentation du bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires découle principalement des importants facteurs commerciaux suivants :

- l'apport accru du réseau principal dans le secteur Oléoducs attribuable à la hausse des volumes découlant de l'augmentation de la demande de pétrole brut, compte tenu de la baisse des droits supplémentaires au titre du projet L3R et de la baisse des droits sur le réseau principal depuis l'entrée en vigueur de droits provisoires révisés le 1^{er} juillet 2023;
- la hausse de l'apport de notre secteur Oléoducs en raison de l'augmentation de nos participations dans le pipeline Gray Oak et le pipeline Cactus II acquises au deuxième semestre de 2022 et du centre énergétique Ingleside d'Enbridge (« EIEC ») en raison d'une hausse de la demande;
- la comptabilisation de produits tirés de notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires découlant du règlement du dossier tarifaire de Texas Eastern;
- la hausse des charges de distribution dans notre secteur Distribution et stockage de gaz découlant de la majoration des tarifs et de l'élargissement de la clientèle ainsi que de la hausse de la demande sur le marché contractuel;
- l'apport plus élevé de notre secteur Services énergétiques en raison surtout de l'expiration d'engagements liés au transport et de marges favorables compte tenu d'un déport moins marqué sur les marchés;
- l'incidence favorable de la conversion du bénéfice libellé en dollars américains à un taux de change moyen supérieur en 2023, comparativement à 2022; ces facteurs étant annulés en partie par
- la réduction du bénéfice tiré de notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires attribuable essentiellement à la diminution de notre participation dans DCP à la suite d'une opération de fusion de coentreprises conclue avec P66 au troisième trimestre de 2022;
- les charges d'exploitation et d'administration plus élevées dans nos secteurs Transport de gaz et services intermédiaires et Distribution et stockage de gaz;
- la baisse du prix des marchandises ayant eu une incidence sur nos coentreprises DCP et Aux Sable au sein de notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires;
- la hausse de la charge d'intérêts découlant essentiellement de l'augmentation des taux d'intérêt et du capital moyen;
- une charge d'amortissement plus élevée en raison de la mise en service de plusieurs projets au deuxième semestre de 2022.

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 19,8 G\$, à 18,5 G\$ et à 16,2 G\$ pour les exercices clos respectivement les 31 décembre 2023, 2022 et 2021; 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 4,8 G\$, de 5,7 G\$ et de 4,0 G\$ pour les exercices clos respectivement les 31 décembre 2023, 2022 et 2021 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 19,0 G\$, de 29,2 G\$ et de 26,9 G\$ pour les exercices clos respectivement les 31 décembre 2023, 2022 et 2021 ont été générés principalement par les activités de nos services énergétiques. Les services énergétiques comprennent l'achat et la vente de pétrole brut, de gaz naturel, d'électricité et de LGN pour produire une marge correspondant habituellement à une faible fraction des produits bruts. Les produits tirés de ces activités 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

Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	2023	2022	2021
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	9 499	8 364	7 897

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

Le BAIIA a été avantagé de 500 M\$ en raison de certains facteurs peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- un gain net latent hors trésorerie de 607 M\$ en 2023, comparativement à une perte nette latente de 183 M\$ en 2022, qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur découlant des variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change et le risque lié au prix des marchandises;
- un gain de 151 M\$ comptabilisé en raison de l'abandon de la comptabilité réglementaire pour le pipeline Southern Lights;
- l'absence en 2023 d'une perte de valeur d'actif totale de 183 M\$ au titre des canalisations aux États-Unis et au Canada du tronçon inter-États du réseau de transport du Dakota du Nord de notre réseau Bakken, et d'une perte de valeur d'actif de 40 M\$ liée à la canalisation de Mackay River de notre réseau régional des sables bitumineux de l'Alberta, annulée en partie par la perte de 86 M\$ en 2023 liée à la mise hors service d'immobilisations de notre réseau régional des sables bitumineux de l'Alberta;
- la réception du règlement d'une réclamation en justice de 68 M\$ en 2023; ces facteurs étant annulés par
- une perte réalisée de 638 M\$ en raison de la résiliation des couvertures de change, le risque de change inhérent à l'ETC n'étant plus présent dans le cadre de l'entente de tarification négociée pour le réseau principal.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 635 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- la hausse du débit moyen sur le réseau principal hors Gretna, qui s'est établi à 3,1 millions de barils par jour (« Mb/j ») en 2023, comparativement à 3,0 Mb/j en 2022, et l'augmentation des livraisons vers l'est du Canada par l'intermédiaire de la canalisation 9 en raison de l'augmentation de la demande de pétrole, compte non tenu de la baisse des droits supplémentaires au titre du projet L3R et de la diminution des droits sur le réseau principal depuis l'entrée en vigueur de droits provisoires révisés sur le réseau principal le 1^{er} juillet 2023;
- l'apport accru du réseau de la côte du golfe du Mexique et du milieu du continent en raison principalement de l'augmentation de nos participations dans le pipeline Gray Oak et le pipeline Cactus II acquises au deuxième semestre de 2022 et des volumes de l'EIEC en raison d'une hausse de la demande;
- l'incidence favorable de la conversion du bénéfice libellé en dollars américains à un taux de change moyen supérieur en 2023, comparativement à 2022; ces facteurs étant annulés en partie par
- la hausse des coûts de l'électricité attribuable à l'augmentation des volumes et des prix de l'électricité.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	4 264	3 126	3 671

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

Le BAIIA a été avantagé de 1,2 G\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- l'absence en 2023 d'une perte de valeur de l'écart d'acquisition de 2,5 G\$; annulée en partie par
- l'absence en 2023 d'un gain de 1 076 M\$ à la clôture de l'opération de fusion de coentreprises avec P66 ayant donné lieu à la restructuration de notre participation économique effective dans Gray Oak et DCP, et d'un gain de 118 M\$ lié à Texas Eastern comptabilisé pour tenir compte d'un règlement avec un client ayant fait l'objet d'une faillite;
- l'ajustement et le règlement de 124 M\$ d'une provision liée à un litige;
- une perte de valeur de 82 M\$ liée à certaines participations dans des satellites extracôtiers.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, une réduction de 19 M\$ a été constatée, principalement attribuable aux principaux facteurs commerciaux suivants :

- la réduction du bénéfice tiré de notre participation dans DCP en raison de la diminution de notre participation à la suite de l'opération de fusion de coentreprises conclue avec P66 au cours du troisième trimestre de 2022;
- la hausse des frais d'exploitation et d'administration;
- la baisse du prix des marchandises ayant une incidence sur nos coentreprises DCP et Aux Sable;
- la diminution du différentiel de base AECO-Chicago ayant une incidence sur notre placement dans le pipeline Alliance; facteurs annulés en partie par
- l'incidence favorable de la conversion du bénéfice libellé en dollars américains à un taux de change moyen supérieur en 2023, comparativement à 2022;
- la conclusion de contrats favorables pour nos actifs de transport et de stockage de gaz aux États-Unis;
- la comptabilisation de produits découlant du règlement du dossier tarifaire de Texas Eastern entré en vigueur pour 2023;
- l'apport de l'acquisition de Tres Palacios au deuxième trimestre de 2023 et d'Aitken Creek au quatrième trimestre de 2023.

DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	1 592	1 827	2 117

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

Le BAIIA a été désavantagé de 252 M\$ en raison d'une perte de valeur de 281 M\$ comptabilisée au titre de certains projets d'investissement, coûts en capital et soldes liés aux régimes de retraite au quatrième trimestre de 2023 à la suite de la décision sur la phase 1 concernant la demande d'Enbridge Gas.

Après prise en compte des facteurs précédents, le solde de 17 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- la hausse des charges de distribution découlant de la majoration des tarifs et de l'élargissement de la clientèle ainsi que de l'accroissement de la demande sur le marché contractuel; facteurs annulés en partie par
- comparativement aux prévisions prises en compte dans les tarifs, les températures plus chaudes que la normale en 2023 ont eu une incidence négative sur le BAIIA de 2023 d'environ 86 M\$ d'un exercice à l'autre;
- l'accroissement des frais d'exploitation et d'administration attribuable essentiellement à l'augmentation des coûts des régimes de retraite.

PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	149	262	508

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

Le BAIIA a été désavantagé de 122 M\$ en raison de certains facteurs peu fréquents et de facteurs hors exploitation qui s'expliquent principalement par :

- une perte de valeur de 261 M\$ de nos installations éoliennes Chapman Ranch, en partie annulée par l'absence en 2023 d'une perte de valeur de 227 M\$ de Magic Valley;
- une perte nette latente hors trésorerie de 72 M\$ en 2023, comparativement à un gain net latent de 8 M\$ en 2022, qui reflète les variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque lié au prix des marchandises.

Après prise en compte des facteurs négatifs ci-dessus, le solde de 9 M\$ de l'augmentation découle principalement des importants facteurs commerciaux suivants :

- les frais perçus pour certains contrats d'aménagement d'installations d'énergie solaire et éolienne;
- l'apport accru des installations éoliennes extracôtières Hohe See et Albatros en raison de l'acquisition en novembre 2023 d'une participation supplémentaire de 24,45 % dans ces installations;
- l'apport du projet éolien extracôtier Saint-Nazaire, qui a atteint sa pleine capacité opérationnelle en décembre 2022; ce facteur étant annulé en partie par
- la baisse des prix de l'énergie aux installations éoliennes extracôtières en Europe;
- de plus faibles ressources éoliennes aux installations éoliennes terrestres au Canada et aux États-Unis.

SERVICES ÉNERGÉTIQUES

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Perte avant intérêts, impôts et amortissement	(37)	(417)	(313)

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 2023 et 2022

Le BAIIA a été avantagé de 117 M\$ en raison de certains facteurs hors exploitation qui s'expliquent principalement par un gain net latent hors trésorerie de 73 M\$ en 2023, comparativement à une perte nette latente de 27 M\$ en 2022, ce qui reflète la réévaluation des instruments dérivés qui servent à gérer la rentabilité des opérations de transport et de stockage et l'exposition aux fluctuations des prix des marchandises.

Après prise en compte du facteur ci-dessus, le solde de 263 M\$ de l'augmentation est imputable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- l'expiration de certains engagements liés au transport moins avantageux;
- la réalisation de marges plus favorables qu'en 2022 à l'égard des installations pour lesquelles nous avons des obligations de capacité et des occasions de stockage;
- un déport moins marqué sur les marchés comparativement à 2022.

ÉLIMINATIONS ET DIVERS

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	837	(1 124)	356

L'unité Éliminations et divers comprend les charges d'exploitation et d'administration qui ne sont pas attribuables à un secteur d'exploitation donné, l'incidence du dénouement de couverture du change ainsi que les activités des filiales entièrement détenues qui sont des sociétés d'assurance captives. 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 2023 et 2022

Le BAIIA a été avantagé de 1,9 G\$ en raison de certains facteurs peu fréquents ou de facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- un gain net latent hors trésorerie de 623 M\$ en 2023, comparativement à une perte nette latente de 1 090 M\$ en 2022, ce qui reflète la variation de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change;
- l'absence en 2023 des coûts de transaction de 114 M\$ liés à notre investissement dans le projet de GNL de Woodfibre et d'une perte de valeur de 44 M\$ des actifs locatifs en raison de projets de relocalisation de bureaux;
- un gain net latent hors trésorerie de 35 M\$ en 2023, comparativement à une perte nette latente de 25 M\$ en 2022, ce qui reflète la variation de la valeur de marché des placements dans des fonds d'actions détenus par nos filiales entièrement détenues qui sont des sociétés d'assurance captives : ces facteurs étant annulés en partie par
- les coûts de transaction de 31 M\$ engagés dans le cadre des Acquisitions.

Après prise en compte des facteurs hors exploitation susmentionnés, le BAIIA a augmenté de 18 M\$, hausse qui s'explique avant tout par des revenus de placement plus élevés en raison des capitaux mobilisés avant les Acquisitions.

PROJETS DE CROISSANCE – PROJETS GARANTIS SUR LE PLAN COMMERCIAL

Le tableau suivant résume l'état d'avancement actuel de nos principaux 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>					
TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES					
1. Projet d'agrandissement de Venice de Texas Eastern ³	100 %	477 M\$ US	170 M\$ US	En construction	2023 - 2024
2. Projet de modernisation de Texas Eastern	100 %	394 M\$ US	37 M\$ US	Pré-construction	2025 - 2026
3. Prolongement du pipeline T-North	100 %	1,2 G\$	70 M\$	Pré-construction	2026
4. Pipeline Rio Bravo ⁵	100 %	1,2 G\$ US	66 M\$ US	Pré-construction	2026
5. Projet de GNL de Woodfibre ⁶	30 %	1,5 G\$ US	310 M\$ US	En construction	2027
6. Prolongement du pipeline T-South ⁴	100 %	4,0 G\$	67 M\$	Pré-construction	2028
PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE					
7. Projet éolien extracôtier de Fécamp ⁷	17,9 %	692 M\$ (471 M€)	528 M\$ (362 M€)	En construction	T1 - 2024
8. Projet éolien extracôtier du Calvados ⁸	21,7 %	954 M\$ (645 M€)	307 M\$ (214 M€)	En construction	2025
9. Projet d'énergie solaire Fox Squirrel	50 %	406 M\$ US	152 M\$ US	En construction	2023 - 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 et l'état d'avancement du projet sont établis au 31 décembre 2023.

³ Comprend le projet Gator Express de 37 M\$ mis en service en août 2023. Le coût en capital estimé total comprend l'inversion et l'agrandissement de la canalisation 40 de Texas Eastern qui devraient être terminés en 2024.

⁴ Les estimations du coût du capital seront révisées avant le dépôt des demandes réglementaires.

⁵ Une décision d'investissement définitive a été rendue selon laquelle le projet de GNL Rio Grande comprendra trois installations de liquéfaction. Le coût du capital estimatif actuel est fondé sur deux installations de liquéfaction; une mise à jour du coût du capital estimatif devrait être fournie en 2024.

⁶ Notre apport correspond à environ 893 M\$ US, le reste du projet étant financé au moyen d'un emprunt sans recours. Les estimations du coût du capital seront révisées avant l'achèvement de 60 % des travaux d'ingénierie, auquel moment le rendement privilégié d'Enbridge sera établi.

⁷ Notre apport correspond à 103 M\$, le reste du projet étant financé au moyen d'un emprunt sans recours.

⁸ Notre apport correspond à 181 M\$, le reste du projet étant financé au moyen d'un emprunt sans recours.

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*.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

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

- **Projet d'agrandissement de Venice de Texas Eastern** – Projet prévoyant 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 1,5 milliard de pieds cubes par jour (« Gpi³/j ») de gaz naturel à l'installation d'exportation de GNL de Venture Global Plaquemines LNG, LLC située dans la paroisse de Plaquemines, en Louisiane. Ce projet s'appuie sur des contrats d'achat ferme à long terme.

- **Projet de modernisation de Texas Eastern** – Programme visant 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 connexes à plusieurs endroits sur notre réseau Texas Eastern. Le programme sera achevé par étapes sur une période de plusieurs années à compter de 2024.
- **Prolongement du pipeline T-North** – Prolongement du pipeline BC Pipeline de Westcoast Energy Inc. (« Westcoast ») dans le nord de la Colombie-Britannique comprenant le bouclage du pipeline, des compresseurs supplémentaires et d'autres modifications accessoires de la station en vue d'obtenir une capacité supplémentaire de 535 millions de pieds cubes par jour (« Mpi³/j »). Ce projet s'appuie sur un modèle commercial fondé sur le coût des services, et sa mise en service est prévue pour 2026. Le 8 janvier 2024, nous avons déposé une demande réglementaire auprès de la Régie.
- **Pipeline Rio Bravo** – En juillet 2023, une décision d'investissement définitive relative à l'installation d'exportation de GNL Rio Grande, détenue par NextDecade Corporation (« NextDecade »), a été rendue. Ainsi, la construction du projet de pipeline Rio Bravo annoncée antérieurement devrait démarrer une fois que les approbations réglementaires auront été obtenues. La première phase du pipeline Rio Bravo est conçue pour transporter 2,6 Gpi³/j de gaz naturel d'alimentation vers l'installation d'exportation de GNL Rio Grande de NextDecade située dans le port de Brownsville, au Texas. Le début de l'exploitation commerciale de ce projet est prévu pour 2026.
- **Projet de GNL de Woodfibre** – Construction d'installations de liquéfaction et de stockage flottant dans la région de Squamish, en Colombie-Britannique, et agrandissement du réseau BC Pipeline. La mise en service de ce projet est prévue pour 2027.
- **Prolongement du pipeline T-South** – Prolongement du pipeline T-South sur le réseau BC Pipeline de Westcoast comprenant le bouclage du pipeline, des compresseurs supplémentaires et d'autres modifications accessoires de la station en vue d'obtenir une capacité supplémentaire de 300 Mpi³/j. Le projet devrait être mis en service en 2028 et s'appuiera sur un modèle commercial fondé sur le coût du service.

PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Les projets de croissance garantis sur le plan commercial suivants devraient être mis en service entre 2023 et 2025 :

- **Projet éolien extracôtier de Fécamp** – Projet éolien extracôtier situé au large de la côte nord-ouest de la France qui comportera 71 éoliennes devant produire environ 500 mégawatts (« MW ») d'électricité. Les produits d'exploitation dans le cadre du projet s'appuient sur une convention d'achat d'électricité (« CAE ») à prix fixe de 20 ans.
- **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 d'exploitation dans le cadre du projet s'appuient sur une CAE à prix fixe de 20 ans.
- **Projet d'énergie solaire Fox Squirrel** – Centrale d'énergie solaire terrestre située en Ohio d'une capacité installée prévue d'environ 577 MW qui est entièrement sous contrat. La phase initiale est entrée en exploitation en décembre 2023. Nous prévoyons investir dans les phases subséquentes en 2024, si certaines conditions sont réunies. Les produits d'exploitation dans le cadre du projet s'appuient sur une CAE à prix fixe de 20 ans.

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 et d'acquisitions 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 maintenir des 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 emprunts et des contrats de location. Se reporter à la partie II, note 17 – *Dette*, et note 26 – *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 2023.

Les contrats à long terme que nous avons signés en vue de l'achat de services, de canalisations et d'autres matériaux totalisent 8,9 G\$ et devraient être payés au cours des cinq prochaines années. Les autres contrats à long terme comportent principalement les obligations d'achat suivantes : paiements de capacité ferme pour les contrats de transport et de stockage de gaz naturel et de pétrole brut, engagements d'achat de gaz naturel, obligations d'achat, 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, y compris la réactivation de notre régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions ou des émissions d'actions au cours du marché.

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 8,5 G\$ US et 3,9 G\$ décrites ci-après en 2023.

Entité	Date d'émission	Type d'émission	Montant
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>			
Enbridge Inc.	Mars 2023	Billets de premier rang liés à la durabilité	2 300 \$ US
Enbridge Inc.	Mars 2023	Billets de premier rang	700 \$ US
Enbridge Inc.	Mai 2023	Billets à moyen terme	1 100 \$
		Billets à moyen terme liés à la durabilité	400 \$
Enbridge Inc.	Mai 2023		
Enbridge Inc.	Septembre 2023	Billets subordonnés à taux fixe-fixe	2 000 \$ US
Enbridge Inc.	Septembre 2023	Billets subordonnés à taux fixe-fixe	1 000 \$
Enbridge Inc.	Novembre 2023	Billets de premier rang	3 500 \$ US
Enbridge Gas Inc.	Octobre 2023	Billets à moyen terme	1 000 \$
Pipelines Enbridge Inc.	Août 2023	Billets à moyen terme	350 \$

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, y compris les emprunts à terme, au 31 décembre 2023 :

	Échéance ¹	Total des facilités	Prélèvements ²	Montants disponibles
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc.	2024-2028	8 876	3 177	5 699
Enbridge (U.S.) Inc.	2025-2028	8 373	670	7 703
Pipelines Enbridge Inc.	2025	2 000	449	1 551
Enbridge Gas Inc.	2025	2 500	400	2 100
Total des facilités de crédit engagées		21 749	4 696	17 053

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.

En mars 2023, Enbridge Gas a augmenté sa facilité de crédit prorogeable de 364 jours pour la porter de 2,0 G\$ à 2,5 G\$, et le 21 juillet 2023, l'échéance de la facilité a été reportée à juillet 2025, y compris une option de conversion en emprunt à terme de un an à compter de juillet 2024.

En juillet 2023, Pipelines Enbridge Inc. a reporté l'échéance de sa facilité de crédit prorogeable de 364 jours jusqu'en juillet 2025, ce qui comprend une option de conversion en emprunt à terme de un an à compter de juillet 2024.

En juillet 2023, nous avons renouvelé un montant d'environ 6,8 G\$ sur nos facilités de crédit prorogeables de 364 jours et reporté leur échéance jusqu'en juillet 2025, ce qui comprend une option de conversion en emprunt à terme de un an à compter de juillet 2024. Nous avons également renouvelé nos facilités de crédit d'une durée de cinq ans pour un montant d'environ 7,6 G\$ et reporté leur échéance jusqu'en juillet 2028. Enfin, nous avons renouvelé nos facilités de crédit d'une durée de trois ans et reporté leur échéance jusqu'en juillet 2026.

En septembre 2023, nous avons obtenu des engagements à l'égard d'une facilité de crédit-relais non garantie de premier rang de 9,4 G\$ US en soutien des Acquisitions. Le montant engagé à l'égard de cette facilité a par la suite été réduit à néant au 31 décembre 2023 en raison de l'offre publique de rachat de 4,6 G\$ en septembre 2023, des émissions de titres de créance à long terme subordonnés en septembre 2023 et de l'émission de titres de créance de premier rang à long terme en novembre 2023.

Outre les facilités de crédit engagées susmentionnées, nous avons à notre disposition des facilités de lettres de crédit à vue non engagées de 1,1 G\$, sur lesquelles un montant de 572 M\$ était inutilisé au 31 décembre 2023. Au 31 décembre 2022, nous détenions des facilités de lettres de crédit à vue non engagées de 1,3 G\$, sur lesquelles un montant de 689 M\$ était inutilisé.

Au 31 décembre 2023, le montant net de nos liquidités disponibles totalisait 23,0 G\$ (10,0 G\$ en 2022) et comprenait des facilités de crédit disponibles de 17,1 G\$ (9,1 G\$ en 2022) ainsi que de la trésorerie et des équivalents de trésorerie non soumis à restrictions de 5,9 G\$ (861 M\$ en 2022), 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 2023, nous respectons toutes les clauses restrictives et nous prévoyons continuer de nous y conformer.

La croissance des flux de trésorerie, 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. En 2023, nos notations auprès de DBRS Morningstar, de Fitch Ratings, de Moody's Investor Services, Inc. et de Standard & Poor's ont toutes été confirmées. 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.

Aucune restriction significative ne concerne notre trésorerie. La trésorerie soumise à restrictions totalisant 84 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 2023 et 2022, respectivement, nous avons un fonds de roulement positif de 3,0 G\$ et un fonds de roulement négatif de 2,1 G\$. En 2023, le facteur ayant le plus contribué à notre fonds de roulement positif est l'augmentation de la trésorerie associée au préfinancement des Acquisitions. En 2022, 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.

SOURCES ET EMPLOIS DE LA TRÉSORERIE

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Activités d'exploitation	14 201	11 230	9 256
Activités d'investissement	(6 043)	(5 270)	(10 657)
Activités de financement	(2 864)	(5 428)	1 236
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions libellés en devises	(216)	55	(5)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restrictions	5 078	587	(170)

Les sources et emplois importants de la trésorerie pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022 sont résumés ci-après.

Activités d'exploitation

En général, les principaux facteurs influant sur les rentrées de trésorerie liées aux activités d'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 des prix des marchandises et le niveau d'activité sur le fonds de roulement de nos secteurs d'activité, le calendrier des paiements d'impôts ainsi que le moment des encaissements et des décaissements. Se reporter à la partie II, note 28 – *Variation de l'actif et du passif d'exploitation*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*. Les variations du bénéfice et certains facteurs peu fréquents ou 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*, ainsi que sur les distributions provenant des participations dans des satellites.

Activités d'investissement

Les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement visent principalement les dépenses en immobilisations affectées à l'exécution de notre programme d'investissement, qui est décrit 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. Les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement sont également soumises à l'incidence des acquisitions et des cessions, comme il est expliqué à la rubrique *Faits nouveaux*, et de la variation des apports à nos satellites ou encore des distributions versées par ceux-ci.

Le tableau suivant présente un sommaire des acquisitions d'immobilisations corporelles pour les exercices clos les 31 décembre 2023, 2022 et 2021 :

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
(en millions de dollars canadiens)			
Oléoducs	1 158	1 418	4 051
Transport de gaz et services intermédiaires	1 890	1 647	2 353
Distribution et stockage de gaz	1 451	1 499	1 343
Production d'énergie renouvelable	100	50	16
Services énergétiques	—	—	1
Éliminations et divers	55	33	54
Total des dépenses en immobilisations	4 654	4 647	7 818

2023

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

- l'absence en 2023 du produit de la conclusion d'une opération de fusion de coentreprises touchant DCP Midstream, LLC en août 2022;
- l'augmentation des sorties de trésorerie liées aux acquisitions en 2023 comparativement à 2022.

Les facteurs ci-dessus ont été annulés en partie par la hausse des distributions versées en 2023 attribuable surtout à notre placement dans NEXUS Gas Transmission, LLC.

2022

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

- la baisse des dépenses en immobilisations attribuable au projet L3R aux États-Unis mis en service au quatrième trimestre de 2021;
- la diminution des sorties de trésorerie liées aux acquisitions en 2022 comparativement à 2021;
- le produit de la conclusion d'une opération de fusion de coentreprises touchant DCP Midstream LLC en août 2022.

Les facteurs ci-dessus sont annulés en partie par :

- l'absence en 2022 des produits touchés à la suite de cessions en 2021 relativement à la vente de notre participation dans Noverco Inc. en décembre 2021;
- la hausse des placements détenus pas nos filiales entièrement détenues qui sont des sociétés d'assurance captives.

Activités de financement

Les sorties 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, aux rachats d'actions et aux rachats d'actions ordinaires dans le cadre de notre offre de rachat. Les sorties 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.

2023

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

- la hausse des émissions de titres de créance à long terme en 2023, par rapport à la période correspondante de 2022;
- notre appel public à l'épargne qui s'est conclu le 8 septembre 2023 visant l'émission de 102 913 500 actions ordinaires au prix de 44,70 \$ l'action pour un produit brut de 4,6 G\$ qui servira à financer une partie de la contrepartie en trésorerie à payer totale dans le cadre des acquisitions;
- l'absence en 2023 du rachat d'actions privilégiées de série 17 et de série J aux premier et deuxième trimestres de 2022, respectivement.

Les facteurs ci-dessus sont annulés en partie par :

- la hausse des remboursements nets sur les billets de trésorerie et la facilité de crédit en 2023, par rapport à la période correspondante de 2022;
- les remboursements nets sur les emprunts à court terme en 2023, comparativement à des émissions nettes en 2022;
- l'absence en 2023 du produit touché à la vente d'une participation hors exploitation dans sept pipelines faisant partie de notre réseau régional de sable bitumineux en octobre 2022;
- la hausse des remboursements sur la dette à long terme en 2023, par rapport à la période correspondante de 2022;
- la hausse des dividendes versés sur les actions ordinaires étant donné la majoration du taux de dividende sur les actions ordinaires et le nombre accru d'actions ordinaires en circulation.

2022

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

- les remboursements nets sur les billets de trésorerie et les facilités de crédit en 2022, par rapport à des prélèvements nets en 2021;
- la hausse des remboursements sur la dette à long terme ainsi que les émissions de titres de créance à long terme en 2022 par rapport à 2021;
- le rachat d'actions privilégiées de série 17 et de série J, respectivement, au premier et au deuxième trimestre de 2022;
- le rachat et l'annulation de 2 737 965 actions ordinaires dans le cadre de notre offre de rachat pour un montant avoisinant les 151 M\$ en 2022;
- l'augmentation des dividendes versés sur nos actions ordinaires en raison surtout de la majoration du taux de dividende sur les actions ordinaires.

Les facteurs ci-dessus sont annulés en partie par :

- le produit touché à la vente d'une participation hors exploitation dans sept pipelines faisant partie de notre réseau régional de sable bitumineux en octobre 2022;
- l'absence en 2022 du rachat des actions privilégiées de Westcoast au premier trimestre de 2021.

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 peuvent prévoir des garanties financières, des lettres de garantie, des garanties de paiement, une assurance caution et des indemnités. Pour plus de renseignements sur les accords de garantie, se reporter à la partie II, note 31 – *Garanties*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*.

Nous n'avons pas d'entités ou de structures de financement hors bilan significatives, sauf les accords de garantie et les financements conclus normalement pour nos satellites. Pour plus de renseignements sur ces engagements, se reporter à la partie II, note 30 – *Engagements et éventualités*, et note 12 – *Entités à détenteurs de droits variables*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*.

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, nos produits ou nos charges, nos résultats d'exploitation, nos liquidités, nos dépenses en immobilisations ou nos ressources en capital.

ACTIONS PRIVILÉGIÉES EN CIRCULATION

Les caractéristiques des actions privilégiées en circulation sont les suivantes :

	Rendement	Dividende ¹	Valeur de rachat de base par action ²	Date du rachat et de l'option de conversion ^{2,3}	Droit de conversion ^{3,4}
<i>(en dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>					
Actions privilégiées, série A	5,50 %	1,37500 \$	25 \$	—	—
Actions privilégiées, série B	5,20 %	1,30052 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2027	Série C
Actions privilégiées, série D ⁵	5,41 %	1,35300 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2028	Série E
Actions privilégiées, série F ⁶	5,54 %	1,38452 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2028	Série G
Actions privilégiées, série G ⁷	6,96 %	1,90704 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2028	Série F
Actions privilégiées, série H ⁸	6,11 %	1,52800 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2028	Série I
Actions privilégiées, série I ⁹	7,19 %	1,81004 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2028	Série H
Actions privilégiées, série L	5,86 %	1,46448 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} septembre 2027	Série M
Actions privilégiées, série N	6,70 %	1,67400 \$	25 \$	1 ^{er} décembre 2028	Série O
Actions privilégiées, série P	4,38 %	1,09476 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2024	Série Q
Actions privilégiées, série R	4,07 %	1,01825 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2024	Série S
Actions privilégiées, série 1 ¹⁰	6,70 %	1,67592 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} juin 2028	Série 2
Actions privilégiées, série 3	3,74 %	0,93425 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2024	Série 4
Actions privilégiées, série 5	5,38 %	1,34383 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} mars 2024	Série 6
Actions privilégiées, série 7	4,45 %	1,11224 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2024	Série 8
Actions privilégiées, série 9	4,10 %	1,02424 \$	25 \$	1 ^{er} décembre 2024	Série 10
Actions privilégiées, série 11	3,94 %	0,98452 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2025	Série 12
Actions privilégiées, série 13	3,04 %	0,76076 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2025	Série 14
Actions privilégiées, série 15	2,98 %	0,74576 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2025	Série 16
Actions privilégiées, série 19 ¹¹	6,21 %	1,55300 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2028	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, 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 G et de série I comportent une caractéristique selon laquelle le taux de dividende est rajusté trimestriellement. Les actions privilégiées de série 19 comportent une caractéristique selon laquelle le taux de dividende fixe, au moment de son rajustement tous les cinq ans, ne pourra être inférieur à 4,90 %. Aucune autre série d'actions privilégiées ne comporte une telle caractéristique.
- 2 Les actions privilégiées de série A peuvent être rachetées en tout temps à notre gré. 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 par action.
- 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 \$ (nombre de jours du trimestre/nombre de jours dans une année) 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) ou 3,2 % (série 20); ou 25 \$ US (nombre de jours du trimestre/nombre de jours dans une année) taux des bons du Trésor du gouvernement des États-Unis à trois mois + 3,2 % (série M), 3,1 % (série 2) ou 2,8 % (série 6).
- 5 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série D a augmenté, passant de 0,27875 \$ à 0,33825 \$ le 1^{er} mars 2023, en raison du rajustement du taux de dividende annuel le 1^{er} mars 2023.
- 6 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série F a augmenté, passant de 0,29306 \$ à 0,34613 \$ le 1^{er} juin 2023, en raison du rajustement du taux de dividende annuel le 1^{er} juin 2023.
- 7 Le 1^{er} juin 2023, 1 827 695 actions privilégiées de série F en circulation ont été converties en actions privilégiées de série G.
- 8 Le dividende trimestriel par action versé sur les actions privilégiées de série H a augmenté, passant de 0,27350 \$ à 0,38200 \$ le 1^{er} septembre 2023, en raison du rajustement du taux de dividende annuel le 1^{er} septembre 2023.
- 9 Le 1^{er} septembre 2023, 2 350 602 actions privilégiées de série H en circulation ont été converties en actions privilégiées de série I.
- 10 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de la série 1 a augmenté, passant de 0,37182 \$ US à 0,41898 \$ US le 1^{er} juin 2023, en raison du rajustement du taux de dividende annuel le 1^{er} juin 2023.
- 11 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de la série 19 a augmenté, passant de 0,30625 \$ à 0,38825 \$ le 1^{er} mars 2023, en raison du rajustement du taux de dividende annuel le 1^{er} mars 2023.

DIVIDENDES

Nous versons des dividendes sur nos actions ordinaires chaque année depuis que nous sommes devenus une société cotée en 1953. En novembre 2023, nous avons annoncé une hausse de 3,1 % de notre dividende trimestriel, ainsi porté à 0,9150 \$ par action ordinaire, soit un dividende annualisé de 3,66 \$, avec prise d'effet pour le dividende payable le 1^{er} mars 2024. Il s'agit d'une déclaration du dividende pour le 29^e exercice consécutif.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022, les dividendes payés ont totalisé 7,3 G\$ et 7,0 G\$, respectivement, qui ont été payés au comptant en totalité et reflétés dans les rentrées de trésorerie liées aux activités de financement aux états consolidés des flux de trésorerie.

Le 28 novembre 2023, notre conseil d'administration a déclaré les dividendes trimestriels ci-dessous. Tous les dividendes sont payables le 1^{er} mars 2024 aux actionnaires inscrits le 15 février 2024.

	Dividende par action
Actions ordinaires ¹	0,91500 \$
Actions privilégiées, série A	0,34375 \$
Actions privilégiées, série B	0,32513 \$
Actions privilégiées, série D	0,33825 \$
Actions privilégiées, série F	0,34613 \$
Actions privilégiées, série G ²	0,47676 \$
Actions privilégiées, série H	0,38200 \$
Actions privilégiées, série I ³	0,45251 \$
Actions privilégiées, série L	0,36612 \$ US
Actions privilégiées, série N ⁴	0,41850 \$
Actions privilégiées, série P	0,27369 \$
Actions privilégiées, série R	0,25456 \$
Actions privilégiées, série 1	0,41898 \$ 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 19	0,38825 \$

¹ Le montant des dividendes trimestriels par action ordinaire a été majoré de 3,1 %, passant de 0,8875 \$ à 0,9150 \$ le 1^{er} mars 2024.

² Le montant des dividendes trimestriels par action privilégiée de série G a augmenté, passant de 0,47245 \$ à 0,47676 \$ le 1^{er} décembre 2023, en raison du rajustement du taux de dividende trimestriel.

³ Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série I a augmenté, passant de 0,44814 \$ à 0,45251 \$ le 1^{er} décembre 2023, en raison du rajustement du taux de dividende trimestriel après la date d'émission.

⁴ Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série N a augmenté, passant de 0,31788 \$ à 0,41850 \$ le 1^{er} décembre 2023, en raison du rajustement du taux de dividende annuel le 1^{er} décembre 2023.

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS SOMMAIRES

Le 22 janvier 2019, Enbridge a conclu des conventions de fiducie supplémentaires avec ses filiales entièrement détenues, Spectra Energy Partners, LP (« SEP ») et Enbridge Energy Partners, L.P. (« 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 (les « 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 (les « 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 garantes ») 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 SEP ¹	Billets d'EEP ²
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 2023, le montant total de capital des billets de SEP en circulation s'établissait à environ 3,2 G\$ US.

2 Au 31 décembre 2023, 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 américains¹

Billets de premier rang à taux variable échéant en 2024
 Billets de premier rang à 3,500 % échéant en 2024
 Billets de premier rang à 2,150 % échéant en 2024
 Billets de premier rang à 2,500 % échéant en 2025
 Billets de premier rang à 2,500 % échéant en 2025
 Billets de premier rang à 4,250 % échéant en 2026
 Billets de premier rang à 1,600 % échéant en 2026
 Billets de premier rang à 5,969 % échéant en 2026
 Billets de premier rang à 5,900 % échéant en 2026

Billets de premier rang à 3,700 % échéant en 2027

Billets de premier rang à 6,000 % échéant en 2028

Billets de premier rang à 3,125 % échéant en 2029
 Billets de premier rang à 6,200 % échéant en 2030
 Billets de premier rang à 2,500 % liés à la durabilité
 échéant en 2033

Billets de premier rang à 5,700 % liés à la durabilité
 échéant en 2033

Billets de premier rang à 4,500 % échéant en 2044

Billets de premier rang à 5,500 % échéant en 2046

Billets de premier rang à 4,000 % échéant en 2049

Billets de premier rang à 3,400 % échéant en 2051

Billets de premier rang à 6,700 % échéant en 2053

Libellés en dollars canadiens²

Billets à moyen terme à 3,950 % échéant en 2024

Billets à moyen terme à 2,440 % échéant en 2025

Billets à moyen terme à 3,200 % échéant en 2027

Billets à moyen terme à 5,700 % échéant en 2027

Billets à moyen terme à 6,100 % échéant en 2028

Billets à moyen terme à 4,900 % échéant en 2028

Billets à moyen terme à 2,990 % échéant en 2029

Billets à moyen terme à 7,220 % échéant en 2030

Billets à moyen terme à 7,200 % échéant en 2032

Billets à moyen terme liés à la durabilité à 6,100 %
 échéant en 2032

Billets à moyen terme liés à la durabilité à 3,100 %
 échéant en 2033

Billets à moyen terme liés à la durabilité à 5,360 %
 échéant en 2033

Billets à moyen terme à 5,570 % échéant en 2035

Billets à moyen terme à 5,750 % échéant en 2039

Billets à moyen terme à 5,120 % échéant en 2040

Billets à moyen terme à 4,240 % échéant en 2042

Billets à moyen terme à 4,570 % échéant en 2044

Billets à moyen terme à 4,870 % échéant en 2044

Billets à moyen terme à 4,100 % échéant en 2051

Billets à moyen terme à 6,510 % échéant en 2052

Billets à moyen terme à 5,760 % échéant en 2053

Billets à moyen terme à 4,560 % échéant en 2064

¹ Au 31 décembre 2023, le montant total de capital des billets d'Enbridge libellés en dollars américains en circulation s'établissait à environ 15,7 G\$ US.

² Au 31 décembre 2023, le montant total de capital des billets d'Enbridge libellés en dollars canadiens en circulation s'établissait à environ 11,0 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

2023

(en millions de dollars canadiens)

Perte d'exploitation

(149)

Bénéfice

4 273

Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires

3 921

États combinés résumés de la situation financière

31 décembre	2023	2022
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	6 525	425
Montants à recevoir de sociétés affiliées	3 440	2 486
Montants à recevoir de sociétés affiliées au titre de prêts à court terme	3 291	5 232
Autres actifs à court terme	491	969
Montants à recevoir de sociétés affiliées au titre de prêts à long terme	45 702	43 873
Autres actifs à long terme	3 303	4 111
Montants à payer à des sociétés affiliées	2 264	1 375
Montants à payer à des sociétés affiliées au titre de prêts à court terme	807	1 745
Comptes fournisseurs et charges à payer	743	716
Autres passifs à court terme	7 256	8 036
Montants à payer à des sociétés affiliées au titre de prêts à long terme	35 556	37 626
Autres passifs à long terme	52 096	47 447

Les billets garantis d'Enbridge et les billets garantis des sociétés en commandite sont structurellement subordonnés aux titres de créance des filiales non garantes 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 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

Servitude de la canalisation 5 (bande Bad River)

Le 23 juillet 2019, la bande Bad River Band of the Lake Superior Tribe of Chippewa Indians (la « bande ») a déposé une plainte auprès de la cour de district des États-Unis pour le district ouest du Wisconsin (la « cour ») concernant la canalisation 5 de notre pipeline et notre droit de passage dans la réserve de la rivière Bad (la « réserve »). Seule une petite partie de l'ensemble des servitudes, portant sur 12 milles de la réserve, est en cause. La bande allègue que notre utilisation continue de la canalisation 5 pour le transport de pétrole brut et de liquides apparentés à travers la réserve constitue une nuisance publique en vertu des lois fédérales et étatiques et que le pipeline empiète sur certaines bandes de terres pour lesquelles la bande possède une participation indivise. La plainte vise à obtenir une ordonnance interdisant l'utilisation de la canalisation 5 pour transporter du pétrole brut et des liquides apparentés à travers la réserve et exigeant le retrait du pipeline de la réserve. Par la suite, des versions modifiées de la plainte ont également demandé le versement de dommages-intérêts selon des allégations d'enrichissement injustifié. Enbridge a répondu à chacune des demandes découlant de la plainte initiale et des plaintes modifiées au moyen de réponses, d'arguments de défense et de demandes reconventionnelles.

Le 29 août 2022, le gouvernement du Canada a publié une déclaration dans laquelle il invoque officiellement les dispositions relatives au règlement de différends aux termes de l'Accord concernant les pipelines de transit de 1977, réitérant ses préoccupations au sujet de l'interruption du transport d'hydrocarbures dans la canalisation 5. Le 7 septembre 2022, la cour a rendu une décision relative aux requêtes incidentes de jugement sommaire. La cour a déterminé que l'allégation de nuisance de la bande donnait lieu à des enjeux factuels ne pouvant être résolus dans un jugement sommaire. La cour a également établi qu'Enbridge empiète sur 12 parcelles de la réserve et que la bande a droit à certains dommages-intérêts, à déterminer en fonction du bénéfice net réalisé, ainsi qu'à une injonction, l'ampleur des dommages-intérêts et la portée de l'injonction devant être déterminées dans le cadre d'un procès, qui s'est tenu du 24 octobre au 1^{er} novembre 2022.

Le 9 mai 2023, la bande a déposé une requête de mesure injonctive urgente, demandant à la cour d'exiger d'Enbridge qu'elle purge et ferme sa canalisation 5 sur la réserve en raison de l'importante érosion au méandre. Enbridge a répondu, et une audience s'est tenue le 18 mai 2023 devant le juge Conley, qui a indiqué ne pas être arrivé à la conclusion que la bande avait apporté la preuve de l'imminence, mais que sa décision définitive relativement à toutes les questions en cause serait rendue prochainement. Le 26 juin 2023, la cour a rendu son ordonnance définitive, laquelle indique : 1) qu'Enbridge doit adopter et appliquer son plan de surveillance et de fermeture de 2022 incluant les modifications apportées par la cour au plus tard le 5 juillet 2023; 2) qu'Enbridge doit verser à la bande la somme de 5 151 668 \$ pour empiètement passé sur 12 parcelles attribuées; 3) qu'Enbridge doit

continuer de verser des sommes d'argent chaque trimestre selon la formule établie dans l'ordonnance, tant que la canalisation 5 est exploitée d'une manière empiétant sur les 12 parcelles attribuées (environ 400 000 \$ par année); 4) qu'Enbridge doit cesser l'exploitation de la canalisation 5 sur toute parcelle du territoire de la bande, à moins d'obtenir un droit de passage valide, au plus tard le 16 juin 2026 et, par la suite, prévoir une remise en état des lieux rapide et raisonnable; et 5) que la cour refuse de tenir compte de l'achèvement de la relocalisation dans l'établissement de la date de cessation obligatoire de l'exploitation. Le jugement définitif a été enregistré le 29 juin 2023. Enbridge a déposé son avis d'appel le 30 juin 2023, et la bande a déposé un avis d'appel incident le 27 juillet 2023. Le 12 décembre 2023, la cour du septième circuit a demandé aux États-Unis de déposer un mémoire d'amicus curiae dans le cadre de l'appel pour traiter de l'incidence de l'accord entre les États-Unis et le Canada concernant les pipelines de transit, 28 U.S.T. 7449 (1977), et d'autres questions que les États-Unis jugent importantes. Les exposés de la part des parties se sont terminés le 15 décembre 2023. Les plaidoiries sont prévues pour février 2024 et une décision est attendue en 2024.

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 de circuit ») demandant à la cour de circuit 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.

Le 15 décembre 2021, Enbridge a 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 a fait suite à une décision rendue le 16 novembre 2021, qui a conclu que la poursuite semblable (et maintenant rejetée) intentée en 2020 par la gouverneure du Michigan 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 de l'affaire de 2019, ce que la cour de district des États-Unis a accepté le 5 janvier 2022. Toutefois, après un exposé complet, le 18 août 2022, la juge Neff a rejeté la requête de renvoi présentée par la procureure générale. Le 30 août 2022, la procureure générale a déposé une requête demandant la certification de l'ordonnance du 18 août afin de faire appel sur la question de juridiction, et Enbridge s'y est opposée. Le 21 février 2023, cette requête a été accordée, et peu de temps après, le 2 mars 2023, la procureure générale a déposé une demande d'autorisation de faire appel auprès de la Cour d'appel du sixième circuit (la « cour du sixième circuit »).

Le 21 juillet 2023, la cour du sixième circuit a accepté la demande d'autorisation déposée par la procureure générale de faire appel de la décision du 18 août rendue par la cour de district des États-Unis rejetant la requête de renvoi. Les exposés de la cour du sixième circuit étaient terminés à la fin de 2023 et les plaidoiries sont prévues pour mars 2024. Nous nous attendons à une décision en 2024.

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.

Le 25 mars 2020, en réponse aux requêtes modifiées des tribus, la cour de district a conclu que l'analyse environnementale subséquente de l'Army Corps achevée en août 2018 était également déficiente et a ordonné à l'Army Corps de réaliser une étude de l'impact environnemental (« 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. Le même jour, la Cour d'appel des États-Unis pour la circonscription du district de Columbia a suspendu l'ordonnance du 6 juillet de la cour de district ordonnant de fermer et de vider le pipeline.

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. La Cour suprême des États-Unis a par la suite rejeté la demande de Dakota Access, LLC quant à l'examen de la décision stipulant qu'une EIE est nécessaire. La Cour d'appel des États-Unis a également déterminé qu'à moins d'une procédure d'injonction, la cour de district ne pouvait ordonner la cessation de l'exploitation du pipeline Dakota Access. Même si cette question n'avait pas été débattue auparavant, la Cour d'appel des États-Unis a également reconnu que l'Army Corps pourrait envisager de poursuivre les activités du pipeline Dakota Access sans servitude.

L'Army Corps avait indiqué antérieurement qu'il n'avait pas l'intention d'exercer son pouvoir d'interdire la poursuite de l'exploitation du pipeline Dakota Access, malgré l'absence d'une servitude.

Le 8 septembre 2023, l'Army Corps a publié son EIE préliminaire, qui évalue l'impact du pipeline Dakota Access selon cinq scénarios : refus de la servitude et retrait du pipeline; refus de la servitude et conservation du pipeline à son emplacement actuel; autorisation de la servitude selon les conditions antérieures (qui permettent l'exploitation continue, l'entretien et le retrait ultérieur du pipeline et de ses installations connexes); autorisation de la servitude selon certaines nouvelles conditions de sécurité; déplacement du pipeline. L'Army Corps n'a indiqué aucune option privilégiée. La période de consultation publique qui a débuté lors de la publication de l'EIE préliminaire a pris fin le 13 décembre 2023. Le pipeline demeurera en exploitation durant le processus d'étude environnementale.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

Aux Sable

La poursuite intentée antérieurement contre Aux Sable par une contrepartie à une convention d'approvisionnement en LGN a été réglée et abandonnée eu cours du quatrième trimestre de 2023. Une provision a été comptabilisée relativement à cette poursuite au troisième trimestre de 2023.

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 pourraient éventuellement ne pas prévaloir.

CONVENTIONS ET ESTIMATIONS COMPTABLES CRUCIALES

Nos états financiers consolidés sont préparés conformément aux 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 805 *Business Combinations*, pour la comptabilisation de nos acquisitions. Les actifs 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 identifiables. Nous utilisons nos meilleures estimations et hypothèses 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 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. Nos unités d'exploitation sont les secteurs Oléoducs, Transport de gaz, Distribution et stockage de gaz et Production d'énergie renouvelable. L'unité d'exploitation Production d'énergie renouvelable a affiché un écart d'acquisition à compter du troisième trimestre de 2022.

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 modifications des contextes réglementaires, de l'accessibilité au capital, des tendances touchant le bénéfice d'exploitation ainsi que des modifications 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 au moyen des flux de trésorerie actualisés. 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 dépenses en immobilisations et aux niveaux de fonds de roulement futurs prévus, ainsi qu'aux taux de croissance finaux pour les secteurs Oléoducs, Transport du gaz et Production d'énergie renouvelable et à la base tarifaire réglementaire projetée et au multiple de la base tarifaire pour le secteur Distribution et stockage de gaz.

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 2023, nous avons réalisé notre évaluation annuelle de la dépréciation de l'écart d'acquisition, soit une évaluation qualitative pour les secteurs Oléoducs, Transport de gaz, Distribution et stockage de gaz et Production d'énergie renouvelable, et nous n'avons pas décelé d'indice de dépréciation. En raison d'une perte de valeur comptabilisée en 2022 pour l'unité d'exploitation Transport de gaz et de la décision sur la phase 1 concernant la requête d'Enbridge Gas, nous avons réalisé une évaluation quantitative pour les unités d'exploitation Transport de gaz et Distribution et stockage de gaz en date du 1^{er} décembre 2023 qui n'a pas donné lieu à la comptabilisation d'une perte de valeur de l'écart d'acquisition pour l'une ou l'autre unité d'exploitation. Par ailleurs, nous n'avons relevé aucun indice de dépréciation de l'écart d'acquisition durant le reste de 2023.

L'unité d'exploitation Transport de gaz demeure exposée au risque de perte de valeur de l'écart d'acquisition, puisque le test quantitatif effectué a révélé que la juste valeur dépassait la valeur comptable de moins de 10 % et que, lorsque la cession du pipeline Alliance et d'Aux Sable sera réalisée en 2024, la juste valeur de l'unité d'exploitation diminuera.

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 régulièrement 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, nous évaluons 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 chaque date de clôture si des éléments probants objectifs indiquent qu'une participation a subi une dépréciation. Pour ce faire, nous effectuons une analyse qualitative et quantitative 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 au moyen 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 BC Energy Regulator, la CEO et la Régie de l'énergie du Québec, 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'intérêts 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 rembourser aux clients sur les tarifs des périodes à venir, aux montants perçus auprès des clients avant que les coûts soient engagés ou que nous devons 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 l'organisme de réglementation. Si notre évaluation de la probabilité de recouvrement d'un actif réglementaire devait changer, nous ramenons sa valeur comptable au solde que nous nous attendons à recouvrer, au moyen des tarifs, auprès des clients au cours des périodes futures. Si un organisme de réglementation exclut ultérieurement des coûts admissibles la totalité ou une partie des coûts qui ont été capitalisés à titre d'actif réglementaire, nous retranchons les montants exclus de la valeur comptable de l'actif.

La comptabilisation des actifs et des passifs réglementaires est fondée sur les mesures prises ou les mesures prévues qui seront prises par l'organisme de réglementation. Si les mesures de l'organisme 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 recouvrés ou réglés au moyen des futurs tarifs qui seront approuvés par l'organisme de réglementation. Au cours du quatrième trimestre de 2023, le pipeline Southern Lights a réalisé un appel au marché pour négocier de nouvelles ententes de service de transport qui entreront en vigueur en 2025. Nous ne prévoyons pas renouveler les ententes aux termes desquelles les droits sont calculés en fonction du coût du service; par conséquent, le pipeline Southern Lights n'est plus assujéti au traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés. En conséquence, les passifs réglementaires, les actifs fiscaux réglementaires et les passifs d'impôts reportés connexes ont été décomptabilisés.

Aux 31 décembre 2023 et 2022, nos actifs réglementaires s'élevaient à 5,7 G\$ et à 6,5 G\$, respectivement, et nos passifs réglementaires totalisaient 3,8 G\$.

AMORTISSEMENT

Les immobilisations corporelles, qui forment la plus grande partie de notre actif avec une valeur comptable nette de 104,6 G\$ et de 104,5 G\$ aux 31 décembre 2023 et 2022, 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 COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

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 de l'exercice clos le 31 décembre 2023, 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	297	12	52	3
Diminution du rendement prévu des actifs	—	21	—	5
Diminution du taux d'augmentation des salaires	(60)	(5)	(5)	(1)
ACR				
Diminution du taux d'actualisation	15	1	5	—
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 rubrique *Faits nouveaux en matière juridique* et autres et à la partie II, note 30 – *Engagements et éventualités*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*. 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 « Autres passifs à court terme » ou « Autres passifs à long terme » dans la période au cours de laquelle elles peuvent être déterminées raisonnablement. La juste valeur, qui avoisine le prix qu'une tierce partie demanderait pour effectuer le travail requis pour mettre les immobilisations hors service, est constatée à la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs prévus. Les taux d'actualisation qui ont servi à évaluer la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus se situent dans une fourchette allant de 1,5 % à 9,0 % pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022. 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, la juste valeur des OMHS est considérée comme indéterminée aux fins comptables, étant donné qu'il est impossible de recueillir des données ou des renseignements à partir de pratiques passées, de pratiques sectorielles ou de la durée de vie économique estimative de l'actif.

En 2009, la Régie a rendu une décision quant à l'ICQF, qui exige que les détenteurs d'une autorisation d'exploiter un pipeline en vertu de la *Loi sur la Régie* déposent des documents à l'égard d'un processus et d'un mécanisme envisagés pour la mise de côté de fonds afin de parer aux coûts de futures activités liées à la cessation d'exploitation d'installations au Canada servant à l'exploitation d'un pipeline. La décision de la Régie établit que bien que les sociétés pétrolières soient, en définitive, responsables de l'ensemble des coûts associés à la cessation d'exploitation de leurs pipelines, les coûts de cessation d'exploitation sont des coûts légitimes liés à la prestation des services et ils peuvent être recouverts auprès des utilisateurs du réseau sur approbation de la Régie. À la suite de l'approbation définitive par la Régie d'un mécanisme de prélèvement et d'un mécanisme de mise de côté aux termes de l'ICQF, nous avons commencé à prélever et à mettre de côté des fonds pour parer aux coûts futurs de cessation d'exploitation à compter du 1^{er} janvier 2015. Les fonds prélevés sont détenus en fiducie conformément à la décision de la Régie. Les fonds prélevés auprès des expéditeurs sont comptabilisés dans les produits d'exploitation liés aux services de transport et à d'autres services, et dans les placements à long terme soumis à restrictions. Parallèlement, nous constatons les coûts futurs de cessation d'exploitation en tant qu'augmentation des charges d'exploitation et d'administration et des autres passifs à long terme.

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Se reporter à la partie II, note 3 – *Modifications de méthodes 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 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 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 dérivés admissibles et d'instruments dérivés non admissibles pour couvrir les produits et les charges prévus libellés en devises, 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 de couverture qui nous permet d'atténuer en partie 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 et de tunnels à primes zéro. Ces swaps portent intérêt à un taux fixe moyen de 4,1 %.

Notre bénéfice et nos flux de trésorerie 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 mis en place dans certaines de nos filiales un programme afin d'atténuer en partie notre exposition à la volatilité des taux d'intérêt à long terme sur les émissions de titres de créance prévues au moyen de swaps taux variable-taux fixe au taux moyen de 3,5 %.

Risque lié au prix des marchandises

Notre bénéfice, nos flux de trésorerie et les autres éléments du résultat global 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 de la réévaluation des unités en circulation 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 2023. 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 2023 et 2022, les flux de trésorerie à risque se chiffraient à 100 M\$ et à 144 M\$, ou 0,9 % et 1,3 % 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. Nos prospectus préalables de base déposés auprès des autorités en valeurs mobilières nous permettent, 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 2023. 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. Par ailleurs, nous cernons diverses sources potentielles de financement par emprunt et par capitaux propres, y compris la réactivation de notre régime de réinvestissement des dividendes et de rachat d'actions ou l'émission d'actions au cours du marché.

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 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.

ÉVALUATIONS DE LA JUSTE VALEUR

Nos actifs et passifs financiers évalués à la juste valeur sur une base récurrente comprennent les instruments dérivés et d'autres instruments financiers. 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 2023 et 2022, 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 2023, ainsi que des notes y afférentes (collectivement, les « états financiers consolidés »). Nous avons également effectué l'audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société au 31 décembre 2023, 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 2023 et 2022 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 2023, 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 2023, selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le COSO.

Fondement des opinions

La direction de la société est responsable des présents états financiers consolidés, du maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et de l'appréciation qu'elle fait de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière figurant dans le « Rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière » présenté à 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 s.r.l./s.e.n.c.r.l.
111-5th Avenue SW, Suite 3100, Calgary, Alberta, Canada T2P 5L3
Tél. : +1 403 509 7500, Téléc. : +1 403 781 1825, ca_calgary_main_fax@pwc.com

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



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

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

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une 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 15 des états financiers consolidés, le solde de l'écart d'acquisition de la société s'établissait à 31 848 M\$ au 31 décembre 2023. 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 1^{er} avril de chaque année, ou plus souvent s'il survient des événements ou des changements de circonstances qui indiquent que la valeur comptable de l'écart d'acquisition peut s'être dépréciée. La direction a l'option d'évaluer en premier lieu des facteurs qualitatifs pour déterminer s'il y a lieu de soumettre l'écart d'acquisition à une évaluation de dépréciation quantitative. Dans le cadre de l'évaluation qualitative, la direction tient compte des tendances macroéconomiques, des modifications du contexte réglementaire, de l'accessibilité au capital, des tendances touchant le bénéfice d'exploitation ainsi que de la conjoncture du secteur. L'évaluation quantitative de la dépréciation de l'écart d'acquisition consiste à déterminer la juste valeur des unités d'exploitation de la société et à comparer ces justes valeurs à la valeur comptable de chaque unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition. La juste valeur est estimée au moyen de la technique d'actualisation des flux de trésorerie. 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 dépenses en immobilisations et aux niveaux de fonds de roulement futurs prévus, ainsi qu'aux taux de croissance finaux pour les unités d'exploitation Oléoducs, Transport de gaz et services intermédiaires (« Transport de gaz ») et Production d'énergie renouvelable et à la base tarifaire réglementaire projetée et au multiple de la base tarifaire pour l'unité d'exploitation Distribution et stockage de gaz (« Distribution de gaz »). La direction a réalisé une évaluation qualitative de la dépréciation de l'écart d'acquisition au 1^{er} avril 2023 pour les unités d'exploitation suivantes : Oléoducs, Transport de gaz, Distribution de gaz et Production d'énergie renouvelable, et n'a pas décelé d'indice de dépréciation. En raison de la décision sur la phase 1 de la Commission de l'énergie de l'Ontario pour Enbridge Gas Inc., annoncée en décembre 2023, la direction a réalisé une évaluation quantitative pour l'unité d'exploitation Distribution de gaz au 1^{er} décembre 2023. De plus, la direction a réalisé une évaluation quantitative pour l'unité d'exploitation Transport de gaz au 1^{er} décembre 2023. Aucune évaluation n'a donné lieu à la comptabilisation d'une perte de valeur à l'égard de ces unités d'exploitation.

Les faits suivants ont permis de déterminer que la mise en œuvre des procédures liées à l'évaluation de la perte de valeur de l'écart d'acquisition constitue une question critique de l'audit essentiellement étant donné que la direction a posé des jugements importants lors de l'élaboration des hypothèses importantes ayant trait aux taux d'actualisation, au bénéfice d'exploitation projeté, aux dépenses en immobilisations futures prévues, aux taux de croissance finaux, à la base tarifaire réglementaire projetée et au multiple de la base tarifaire servant à estimer la juste valeur des unités d'exploitation Transport de gaz et Distribution de gaz, selon le cas, au 1^{er} décembre 2023. 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 quantitatives. De plus, des professionnels ayant des compétences et des connaissances spécialisées ont apporté leur aide dans le cadre des travaux d'audit.



Le traitement de cette question a consisté à mettre en œuvre des procédures et à évaluer les éléments probants nécessaires à la formulation d'une opinion globale sur les états financiers consolidés. Dans le cadre de ces procédures, l'efficacité des contrôles liés à l'évaluation quantitative de la perte de valeur de l'écart d'acquisition réalisée par la direction, y compris les contrôles relatifs à la détermination de l'estimation de la juste valeur des unités d'exploitation de la société. Ces procédures consistaient également à tester le processus utilisé par la direction dans l'établissement des estimations de la juste valeur des unités d'exploitation Transport de gaz et Distribution de gaz.

Tester le processus utilisé par la direction dans l'établissement des estimations de la juste valeur consistait à évaluer le caractère approprié des modèles de flux de trésorerie actualisés; à tester l'exhaustivité et l'exactitude des données sous-jacentes utilisées dans les modèles; de même qu'à évaluer le caractère raisonnable des hypothèses importantes utilisées par la direction pour déterminer les estimations de la juste valeur, y compris les taux d'actualisation, le bénéfice d'exploitation projeté, les dépenses en immobilisations futures prévues, la base tarifaire réglementaire projetée, le multiple de la base tarifaire et les taux de croissance finaux. L'évaluation du caractère raisonnable du bénéfice d'exploitation projeté, des dépenses en immobilisations futures prévues et de la base tarifaire réglementaire projetée 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, selon le cas. 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 utilisés par la direction et pour évaluer le caractère raisonnable des hypothèses utilisées dans les modèles ayant trait plus particulièrement aux taux d'actualisation, taux de croissance finaux et au multiple de la base tarifaire.

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

Comptables professionnels agréés
Calgary, Canada
Le 9 février 2024

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

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>			
Produits d'exploitation			
Ventes de marchandises	18 981	29 150	26 873
Ventes liées à la distribution de gaz	4 839	5 653	4 026
Transport et autres services	19 829	18 506	16 172
Total des produits d'exploitation <i>(note 4)</i>	43 649	53 309	47 071
Charges d'exploitation			
Coûts des marchandises	18 526	28 942	26 608
Coûts liés à la distribution de gaz	2 840	3 647	2 094
Exploitation et administration	8 600	8 219	6 712
Amortissement	4 613	4 317	3 852
Perte de valeur d'actifs à long terme	419	541	—
Perte de valeur de l'écart d'acquisition <i>(note 15)</i>	—	2 465	—
Total des charges d'exploitation	34 998	48 131	39 266
Bénéfice d'exploitation	8 651	5 178	7 805
Quote-part du bénéfice des satellites <i>(note 13)</i>	1 816	2 056	1 600
Gain lié à l'opération de fusion de coentreprises <i>(note 13)</i>	—	1 076	—
Autres produits (charges) <i>(note 27)</i>	1 224	(589)	979
Charge d'intérêts <i>(note 17)</i>	(3 812)	(3 179)	(2 655)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	7 879	4 542	7 729
Charge d'impôts <i>(note 24)</i>	(1 821)	(1 604)	(1 415)
Bénéfice	6 058	2 938	6 314
(Bénéfice) perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	133	65	(125)
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	6 191	3 003	6 189
Dividendes sur les actions privilégiées	(352)	(414)	(373)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	5 839	2 589	5 816
Résultat par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires <i>(note 6)</i>	2,84	1,28	2,87
Résultat dilué par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires <i>(note 6)</i>	2,84	1,28	2,87

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

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice	6 058	2 938	6 314
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts			
Variation des gains latents sur les couvertures de flux de trésorerie	220	847	162
Variation des gains (pertes) latents sur les couvertures d'investissement net	409	(971)	49
Autres éléments du résultat global des satellites	6	(6)	(12)
Éléments exclus des couvertures de juste valeur	12	(35)	(5)
Reclassement dans le résultat des pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	14	143	235
Reclassement dans le résultat des montants au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite (« ACR »)	(18)	(10)	21
Reclassement dans le résultat des (gains) pertes sur les satellites	—	16	(62)
Gains (pertes) actuariels sur régimes de retraite et ACR	(130)	312	394
Écart de conversion	(1 728)	4 406	(507)
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts	(1 215)	4 702	275
Résultat global	4 843	7 640	6 589
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	131	(21)	(95)
Résultat global attribuable aux participations donnant le contrôle	4 974	7 619	6 494
Dividendes sur les actions privilégiées	(352)	(414)	(373)
Résultat global attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	4 622	7 205	6 121

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	2023	2022	2021
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>			
Actions privilégiées <i>(note 20)</i>			
Solde au début de l'exercice	6 818	7 747	7 747
Rachat d'actions privilégiées	—	(929)	—
Solde à la fin de l'exercice	6 818	6 818	7 747
Actions ordinaires <i>(note 20)</i>			
Solde au début de l'exercice	64 760	64 799	64 768
Émission d'actions, déduction faite des frais d'émission	4 485	—	—
Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	3	53	31
Actions émises à l'acquisition d'unités d'actions restreintes (« UAR »), déduction faite des impôts	12	—	—
Achats d'actions à leur valeur attribuée	(80)	(88)	—
Autres	—	(4)	—
Solde à la fin de l'exercice	69 180	64 760	64 799
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	275	365	277
Rémunération à base d'actions	71	36	28
Options sur actions exercées	(3)	(50)	(23)
UAR acquises	(20)	—	—
Acquisition d'une participation ne donnant pas le contrôle	(28)	(43)	—
Variation de la participation croisée	—	—	98
Autres	(27)	(33)	(15)
Solde à la fin de l'exercice	268	275	365
Déficit			
Solde au début de l'exercice	(15 486)	(10 989)	(9 995)
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	6 191	3 003	6 189
Dividendes sur les actions privilégiées	(352)	(414)	(373)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	(7 423)	(7 023)	(6 818)
Dividendes versés à l'actionnaire de la participation croisée	—	—	8
Achats d'actions à un montant supérieur à leur valeur attribuée	(45)	(63)	—
Solde à la fin de l'exercice	(17 115)	(15 486)	(10 989)
Cumul des autres éléments du résultat global <i>(note 22)</i>			
Solde au début de l'exercice	3 520	(1 096)	(1 401)
Autres éléments du résultat global attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, déduction faite des impôts	(1 217)	4 616	305
Solde à la fin de l'exercice	2 303	3 520	(1 096)
Participation croisée			
Solde au début de l'exercice	—	—	(29)
Variation de la participation croisée	—	—	29
Solde à la fin de l'exercice	—	—	—
Total des capitaux propres d'Enbridge Inc.	61 454	59 887	60 826
Participations ne donnant pas le contrôle <i>(note 19)</i>			
Solde au début de l'exercice	3 511	2 542	2 996
Bénéfice (perte) attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(133)	(65)	125
Autres éléments du résultat global attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle, déduction faite des impôts	35	(28)	(15)
Variation des gains (pertes) latents sur les couvertures de flux de trésorerie	(33)	114	(15)
Écart de conversion	2	86	(30)
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(131)	21	95
Distributions	(363)	(259)	(271)
Apports	11	1 105	15
Remboursement de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	(293)
Acquisition de participations ne donnant pas le contrôle	2	55	—
Autres	(1)	47	—
Solde à la fin de l'exercice	3 029	3 511	2 542
Total des capitaux propres	64 483	63 398	63 368
Dividendes payés par action ordinaire	3,55	3,44	3,34

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	2023	2022	2021
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Activités d'exploitation			
Bénéfice	6 058	2 938	6 314
Ajustements visant à rapprocher le résultat et les rentrées de trésorerie nettes liées aux activités d'exploitation :			
Amortissement	4 613	4 317	3 852
Charge d'impôts reportés <i>(note 24)</i>	1 420	957	1 091
(Gains) pertes latents liés à la variation de la juste valeur des dérivés, montant net <i>(note 23)</i>	(1 180)	1 280	(173)
Quote-part du bénéfice des satellites <i>(note 13)</i>	(1 816)	(2 056)	(1 600)
Distributions sur les participations dans des satellites	1 998	1 827	1 630
Perte de valeur d'actifs à long terme	419	541	—
Perte de valeur de l'écart d'acquisition <i>(note 15)</i>	—	2 465	—
Gain lié à l'opération de fusion de coentreprises <i>(note 13)</i>	—	(1 076)	—
(Gain) perte sur cessions <i>(note 27)</i>	(15)	12	(319)
Autres	393	37	(73)
Variation de l'actif et du passif d'exploitation <i>(note 28)</i>	2 311	(12)	(1 466)
Rentrées de trésorerie nettes liées aux activités d'exploitation	14 201	11 230	9 256
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(4 654)	(4 647)	(7 818)
Placements à long terme, placements soumis à restrictions et autres placements	(1 276)	(1 041)	(640)
Distributions provenant des participations dans des satellites en excédent des bénéfices cumulatifs	1 151	763	533
Acquisition d'actifs incorporels	(222)	(174)	(275)
Acquisitions	(954)	(828)	(3 785)
Produit de l'opération de fusion de coentreprises <i>(note 13)</i>	—	522	—
Produits de cessions	—	—	1 263
Variation des prêts à des sociétés affiliées, montant net	(27)	135	65
Autres	(61)	—	—
Sorties de trésorerie nettes liées aux activités d'investissement	(6 043)	(5 270)	(10 657)
Activités de financement			
Variation nette des emprunts à court terme	(1 596)	481	394
Variation nette des billets de trésorerie et des prélèvements sur les facilités de crédit	(8 157)	(1 333)	2 960
Émission de débentures et de billets à terme, déduction faite des frais d'émission	15 377	7 547	8 032
Remboursements sur les débentures et les billets à terme	(4 819)	(4 198)	(2 264)
Vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans des filiales <i>(note 8)</i>	—	1 092	—
Apports des participations ne donnant pas le contrôle	11	13	15
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	(363)	(259)	(271)
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission	4 450	3	5
Rachat d'actions ordinaires	(125)	(151)	—
Dividendes sur les actions privilégiées	(352)	(338)	(367)
Dividendes sur les actions ordinaires	(7 276)	(6 968)	(6 766)
Rachat d'actions privilégiées	—	(1 003)	—
Rachat d'actions privilégiées détenues par une filiale	—	—	(415)
Variation d'un prêt à une société affiliée, montant net	71	—	—
Autres	(85)	(314)	(87)
Rentrées (sorties) de trésorerie nettes liées aux activités de financement	(2 864)	(5 428)	1 236
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions libellés en devises	(216)	55	(5)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	5 078	587	(170)
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions au début de l'exercice	907	320	490
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de l'exercice	5 985	907	320
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie			
Impôts payés	578	495	489
Intérêts payés, déduction faite du montant capitalisé	3 380	2 920	2 427
Montants courus hors trésorerie au titre des immobilisations corporelles et des actifs incorporels	813	937	831

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

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

31 décembre	2023	2022
<i>(en millions de dollars canadiens; nombre d'actions en millions)</i>		
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5 901	861
Trésorerie soumise à restrictions	84	46
Comptes clients et produits non facturés	4 410	5 616
Autres actifs à court terme <i>(note 9)</i>	2 440	3 255
Montants à recevoir de sociétés affiliées	85	114
Stocks <i>(note 10)</i>	1 479	2 255
	14 399	12 147
Immobilisations corporelles, montant net <i>(note 11)</i>	104 641	104 460
Placements à long terme <i>(note 13)</i>	16 793	15 936
Placements à long terme soumis à restrictions <i>(note 23)</i>	717	593
Montants reportés et autres actifs	8 041	9 542
Actifs incorporels, montant net <i>(note 14)</i>	3 537	4 018
Écart d'acquisition <i>(note 15)</i>	31 848	32 440
Impôts reportés <i>(note 24)</i>	341	472
Total des actifs	180 317	179 608
Passif et capitaux propres		
Passif à court terme		
Emprunts à court terme <i>(note 17)</i>	400	1 996
Comptes fournisseurs et charges à payer	4 308	6 172
Autres passifs à court terme <i>(note 16)</i>	5 659	5 220
Montants à payer à des sociétés affiliées	26	105
Intérêts à payer	958	763
Partie à court terme de la dette à long terme <i>(note 17)</i>	6 084	6 045
	17 435	20 301
Dette à long terme <i>(note 17)</i>	74 715	72 939
Autres passifs à long terme	8 653	9 189
Impôts reportés <i>(note 24)</i>	15 031	13 781
	115 834	116 210
Engagements et éventualités <i>(note 30)</i>		
Capitaux propres		
Capital-actions <i>(note 20)</i>		
Actions privilégiées	6 818	6 818
Actions ordinaires <i>(2 125 et 2 025 actions en circulation, respectivement, aux 31 décembre 2023 et 2022)</i>	69 180	64 760
Surplus d'apport	268	275
Déficit	(17 115)	(15 486)
Cumul des autres éléments du résultat global <i>(note 22)</i>	2 303	3 520
Total des capitaux propres d'Enbridge Inc.	61 454	59 887
Participations ne donnant pas le contrôle <i>(note 19)</i>	3 029	3 511
	64 483	63 398
Total du passif et des capitaux propres	180 317	179 608

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

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

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

TABLE DES MATIÈRES

	PAGE
1. Description des activités	<u>121</u>
2. Principales conventions comptables	<u>122</u>
3. Modifications de conventions comptables	<u>133</u>
4. Produits	<u>134</u>
5. Informations sectorielles	<u>138</u>
6. Résultat par action ordinaire	<u>140</u>
7. Questions de nature réglementaire	<u>140</u>
8. Acquisitions et cessions	<u>144</u>
9. Autres actifs à court terme	<u>149</u>
10. Stocks	<u>149</u>
11. Immobilisations corporelles	<u>149</u>
12. Entités à détenteurs de droits variables	<u>150</u>
13. Placements à long terme	<u>153</u>
14. Actifs incorporels	<u>156</u>
15. Écart d'acquisition	<u>157</u>
16. Autres passifs à court terme	<u>157</u>
17. Dette	<u>158</u>
18. Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	<u>162</u>
19. Participations ne donnant pas le contrôle	<u>163</u>
20. Capital-actions	<u>163</u>
21. Régimes d'options sur actions et d'unités d'actions	<u>166</u>
22. Composantes du cumul des autres éléments du résultat global	<u>169</u>
23. Gestion des risques et instruments financiers	<u>171</u>
24. Impôts sur les bénéfices	<u>184</u>
25. Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	<u>187</u>
26. Contrats de location	<u>196</u>
27. Autres produits (charges)	<u>198</u>
28. Variation de l'actif et du passif d'exploitation	<u>198</u>
29. Opérations entre apparentés	<u>199</u>
30. Engagements et éventualités	<u>200</u>
31. Garanties	<u>201</u>
32. Information financière trimestrielle (non audité)	<u>202</u>
33. Événements postérieurs à la date de clôture	<u>203</u>

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 et d'exportation 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 et autres. Le 12 octobre 2021, nous avons fait l'acquisition de Moda Midstream Operating, LLC (« Moda ») (note 8), qui comprend le centre énergétique Ingleside d'Enbridge 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. Ce secteur comprend également certaines participations dans des installations de gaz naturel renouvelable (« GNR »).

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 en Ontario. Ce secteur comprend également nos activités de distribution de gaz naturel au Québec. Nous avons vendu notre participation dans Noverco Inc. (« Noverco »), auparavant présentée dans notre secteur Distribution et stockage de gaz, 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 Ontario et au Québec ainsi que dans les États du Colorado, du Texas, de l'Indiana, de l'Ohio et de la Virginie-Occidentale. Nous détenons également des participations dans des installations éoliennes extracôtières en service et en cours de construction et d'aménagement au Royaume-Uni, en France et en Allemagne. Ce secteur comprend également Tri Global Energy, LLC (« TGE »), acquise le 27 septembre 2022 (note 8).

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. Ce secteur 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 décrits 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, l'incidence du dénouement de couverture du change et les activités de nos filiales entièrement détenues qui sont des sociétés d'assurance captives. L'activité principale de nos sociétés d'assurance captives consiste à offrir des protections d'assurance et de réassurance pour certains biens assurables et l'exposition à divers risques liés à l'exploitation de nos filiales et de certains satellites. L'unité Éliminations et divers 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 14*); l'évaluation de l'écart d'acquisition (*note 15*); la juste valeur des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (« OMHS ») (*note 18*); l'évaluation de la rémunération à base d'actions (*note 21*); la juste valeur des instruments financiers (*note 23*); les charges d'impôts sur les bénéfices (*note 24*); les hypothèses utilisées dans l'évaluation des obligations au titre des prestations de retraite et des ACR (*note 25*); 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 et transactions intersociétés 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 BC 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, aux montants perçus d'avance auprès des clients avant que les coûts n'aient été engagés ou aux montants qu'elle compte payer pour couvrir les coûts futurs de cessation d'exploitation se rapportant à l'Initiative de consultation relative aux questions foncières (l'« ICQF ») de la Régie ainsi que les frais futurs d'enlèvement et de restauration des lieux approuvés par l'organisme de réglementation. Si des changements sont apportés à notre évaluation de la probabilité qu'un actif réglementaire soit recouvré, nous réduisons sa valeur comptable pour la ramener au solde que nous nous attendons à recouvrer auprès des clients au cours de périodes futures au moyen des tarifs. Si, par la suite, un organisme de réglementation exclut des coûts permis une partie ou la totalité des coûts capitalisés en tant qu'actifs réglementaires, nous réduisons la valeur comptable de l'actif en fonction du montant exclu. 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 au cours de la période où 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.

Au cours du quatrième trimestre de 2023, Southern Lights Canada a réalisé un appel au marché en vue de négocier de nouvelles ententes de services de transport. Nous ne prévoyons pas renouveler les ententes selon la méthode du calcul des droits en fonction du coût du service; par conséquent, Southern Lights Canada n'est plus assujettie au traitement comptable s'appliquant aux activités à tarifs réglementés. De ce fait, les passifs réglementaires connexes, les actifs d'impôts réglementaires et les passifs d'impôts réglementaires reportés s'y rattachant ont été décomptabilisés. Nous estimons que le recouvrement de nos actifs réglementaires restants au 31 décembre 2023 est probable au cours des périodes décrites à la *note 6 – Questions de nature réglementaire*.

Le 1^{er} janvier 2015, nous avons commencé à prélever et à mettre de côté des fonds pour couvrir les coûts des futures cessations d'exploitation pour tous nos pipelines réglementés en raison des dispositions réglementaires aux termes de l'ICQF. Les fonds prélevés sont détenus en fiducie conformément à la décision de la Régie. Les fonds prélevés auprès des expéditeurs sont comptabilisés au poste « Transport et autres services » dans les produits aux états consolidés des résultats et au poste « Placements à long terme soumis à restrictions » aux états consolidés de la situation financière. Parallèlement, nous comptabilisons les coûts futurs de cessation d'exploitation en tant qu'augmentation des charges au poste « Exploitation et administration » aux états consolidés des résultats et au poste « Autres passifs à long terme » aux états consolidés de la situation financière.

Une 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 composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction est incluse à titre d'élément de rapprochement hors trésorerie dans les rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation aux états consolidés des flux de trésorerie.

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 recouvrés au moyen des droits de transport peuvent être inférieurs à la charge d'amortissement calculée conformément aux PCGR des États-Unis pendant les premières années des contrats à long terme, mais recouvrée au cours de périodes ultérieures lorsque les droits excèdent l'amortissement. La charge d'amortissement sur de tels actifs est comptabilisée conformément aux PCGR des États-Unis et aucun actif réglementaire n'est comptabilisé.

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. Nous avons également des contrats à long terme dont le profil des produits ne correspond pas au calendrier de réception de la trésorerie, ce qui donne lieu à la constatation de produits différés.

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 2023, 2022 et 2021, 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 210 M\$, à 238 M\$ et à 127 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 nous agissons pour notre propre compte dans ces transactions.

Aucun client non affilié ne représentait plus de 10,0 % de nos produits attribuables à des tiers pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022. Notre principal client non affilié représentait environ 13,5 % des produits attribuables à des tiers pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET COUVERTURE

Instruments dérivés non admissibles

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

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

Nous avons recours à des instruments financiers dérivés pour atténuer notre exposition aux variations des prix des marchandises, des taux de change, des taux d'intérêt et de certains frais de rémunération liée au cours de notre action. La comptabilité de couverture est facultative. Pour l'appliquer, 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 résultat 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 d'investissement net 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 dans les rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation aux 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 du taux d'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. Ces participations sont évaluées initialement au coût ajusté pour tenir compte de notre quote-part dans les bénéfices non répartis ou la perte des satellites. Nos 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, ajusté pour tenir compte de l'incidence 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 évaluées 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 de créance 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 recouvrés 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 en résultat 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 aux exigences de la Régie, de l'ICQF ou d'ententes commerciales ou d'emprunt, sont soumis à des restrictions en ce qui concerne les prélèvements ou l'usage sont présentés au poste « Trésorerie soumise à restrictions » des 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 clients et produits non facturés 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. Les comptes clients et produits non facturés sont présentés déduction faite d'une provision pour pertes de crédit attendues de 100 M\$ au 31 décembre 2023 et de 92 M\$ au 31 décembre 2022.

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 de notre secteur Services énergétiques ainsi que les stocks de matières et d'approvisionnement. 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 au poste « 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'approvisionnement sont comptabilisés au coût moyen ou à la valeur nette de réalisation, selon le moins élevé des deux.

IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations corporelles 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 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 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 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. La durée du contrat de location peut comprendre les périodes associées à des options de prolongation ou de résiliation du contrat s'il est raisonnablement certain que ces options seront exercées.

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 pour certaines entités à tarifs réglementés, le coût réel de l'enlèvement d'installations déjà mises hors service, l'écart entre le coût réel et le coût approuvé du gaz naturel pris en compte dans la tarification, et les gains et pertes actuariels attribuables aux régimes de retraite à prestations déterminées pour Enbridge Gas.

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 prix d'achat 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. Nos unités d'exploitation sont les secteurs Oléoducs, Transport de gaz et services intermédiaires, Distribution et stockage de gaz et Production d'énergie renouvelable. Un écart d'acquisition est comptabilisé pour le secteur Production d'énergie renouvelable depuis le troisième trimestre de 2022.

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 modifications des contextes réglementaires, de l'accessibilité au capital, des tendances touchant le bénéfice d'exploitation ainsi que des modifications 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 selon une technique reposant sur les 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 dépenses en immobilisations et aux niveaux de fonds de roulement futurs prévus, ainsi qu'aux taux de croissance finaux pour les secteurs Oléoducs, Transport du gaz et Production d'énergie renouvelable et à la base tarifaire réglementaire projetée et au multiple de la base tarifaire pour le secteur Distribution et stockage de gaz.

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 2023, nous avons réalisé notre évaluation annuelle de la dépréciation de l'écart d'acquisition, soit une évaluation qualitative pour les unités d'exploitation Oléoducs, Transport de gaz, Distribution et stockage de gaz et Production d'énergie renouvelable, et nous n'avons pas décelé d'indice de dépréciation. En raison d'une perte de valeur comptabilisée en 2022 pour l'unité Transport de gaz et de la décision de la CEO sur la phase 1 de la demande d'Enbridge Gas, nous avons réalisé une évaluation quantitative de nos unités Transport de gaz et Distribution et stockage de gaz au 1^{er} décembre 2023, laquelle n'a pas donné lieu à la comptabilisation d'une perte de valeur pour l'une ou l'autre de ces unités. Par ailleurs, nous n'avons relevé aucun indice de dépréciation de l'écart d'acquisition durant le reste de 2023.

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 ou 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 du placement.

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 au poste « Autres passifs à court terme » 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 à prestations déterminées.

Les obligations et le coût net relatif aux prestations des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR sont estimés au moyen de la méthode de répartition des prestations au prorata des services ainsi que de notre estimation la plus probable des hypothèses actuarielles telles que le taux d'actualisation, l'évolution future des niveaux de salaire, l'augmentation d'autres coûts, l'âge de départ à la retraite des employés et le taux de mortalité.

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

Les actifs des régimes de retraite sont évalués à la juste valeur. Le rendement prévu sur les actifs des régimes est déterminé en fonction des répartitions d'actif à long terme cibles énoncées dans nos politiques de placement et des attentes à long terme à l'égard du marché.

Les gains et pertes actuariels découlent de la différence entre le taux de rendement réel et le taux de rendement prévu des actifs du régime et des changements apportés aux hypothèses actuarielles telles que les taux d'actualisation. Les gains et pertes actuariels nets pour la période ainsi que les coûts des services passés sont cumulés et présentés comme suit aux états consolidés de la situation financière :

- à titre de composante du cumul des autres éléments du résultat global, pour les régimes de retraite à prestations déterminées de nos entreprises autres que des services publics et pour tous nos régimes d'ACR à prestations déterminées;
- à titre de composante des postes « Montants reportés et autres actifs » et « Autres passifs à long terme », pour les régimes de retraite à prestations déterminées de nos entreprises de services publics, dans la mesure où les organismes de réglementation ont autorisé ou devraient autoriser le recouvrement des gains et pertes actuariels nets et des coûts des services passés à même les tarifs futurs.

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

- le coût des prestations de retraite pour services rendus;
- le coût financier;
- le rendement prévu des actifs des régimes;
- l'amortissement du coût des services passés des régimes sur la durée résiduelle moyenne prévue de service du groupe d'employés actifs qui participent aux régimes;
- l'amortissement de l'excédent des gains et pertes actuariels nets 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 d'employés actifs qui participent aux régimes.

Nos entreprises de services publics comptabilisent également des ajustements réglementaires afin de rendre compte de l'écart entre certains coûts nets des prestations pour la période à des fins comptables et ceux aux fins de tarification. Les actifs et les passifs réglementaires compensatoires sont inscrits dans la mesure où il est probable que le coût net des prestations pour la période sera recouvré auprès des clients ou remboursé à ceux-ci, respectivement, au moyen des tarifs futurs. En l'absence d'une réglementation tarifaire, les actifs ou les passifs réglementaires ne seraient pas comptabilisés, et le coût net des prestations pour la période serait imputé au résultat et aux autres éléments du résultat global selon la méthode de la comptabilité d'exercice.

En ce qui a trait aux régimes à cotisations déterminées, nos cotisations sont passées en charges 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 certaines 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 ordinaires d'Enbridge, et un montant compensatoire est porté au poste « Autres passifs à court terme » ou « Autres passifs à long terme ». La valeur des UAFR est également fonction de notre rendement par rapport aux cibles énoncées dans le régime. Nous attribuons également à certains membres de la haute direction des UAR réglées en actions qui sont acquises à la fin d'une période de trois ans. Depuis le début de 2023, des unités réglées en actions dont un tiers des droits devient acquis chaque année à compter de leur date d'attribution sont attribuées à d'autres employés. Pendant le délai d'acquisition des droits, la charge de rémunération est comptabilisée en fonction du nombre d'unités attribuées et du cours des actions ordinaires d'Enbridge le jour précédant immédiatement la date d'attribution, et un montant compensatoire est porté au surplus d'apport. Aucun passif associé aux attributions réglées en actions n'a été comptabilisé.

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 « Autres passifs à court terme » 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 2023.

FUTURES MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES

Information sectorielle

L'Accounting Standard Update (l'« ASU ») 2023-07 a été publiée en novembre 2023 afin d'améliorer les obligations d'information sectorielle à fournir, principalement en rehaussant les obligations d'information sur les charges sectorielles importantes et d'exiger, dans les états financiers intermédiaires, la présentation de toutes les informations sur le bénéfice ou la perte et les actifs d'un secteur à présenter qui sont actuellement requises annuellement. La nouvelle ASU exige que les entités fournissent les informations sur le titre et la situation de la personne ou le nom du groupe ou du comité désigné comme principal décideur opérationnel pour chaque secteur. L'ASU 2023-07 est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2024, et les obligations d'information relatives à la période intermédiaire entrent en vigueur après le 1^{er} janvier 2025. Elle devrait être appliquée rétrospectivement à toutes les périodes antérieures présentées dans les états financiers. Nous évaluons actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur nos états financiers consolidés.

Informations relatives à l'impôt sur les bénéfices

L'ASU 2023-09 a été publiée en décembre 2023 afin d'améliorer les informations à fournir sur l'impôt sur les bénéfices en exigeant des catégories précises dans le rapprochement annuel des tarifs qui respectent les seuils quantitatifs et une ventilation plus détaillée des impôts sur les bénéfices payés par territoire. L'ASU 2023-09 entre en vigueur le 1^{er} janvier 2025 et doit être appliquée prospectivement, l'application rétrospective étant permise. Nous évaluons actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur nos états financiers consolidés.

4. PRODUITS

PRODUITS DÉCOULANT DE CONTRATS CONCLUS AVEC DES CLIENTS

Principaux produits et services

Exercice clos le 31 décembre 2023	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	11 875	5 302	814	—	—	—	17 991
Produits tirés du stockage et autres produits	257	461	355	—	—	—	1 073
Produits tirés de la distribution de gaz	—	—	4 859	—	—	—	4 859
Produits tirés de l'électricité et du transport	—	—	—	259	—	—	259
Ventes de marchandises	—	17	—	—	—	—	17
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	12 132	5 780	6 028	259	—	—	24 199
Ventes de marchandises	—	—	—	—	18 964	—	18 964
Autres produits ^{1, 2}	257	72	(58)	215	—	—	486
Produits intersectoriels	474	2	6	3	25	(510)	—
Total des produits	12 863	5 854	5 976	477	18 989	(510)	43 649

Exercice clos le 31 décembre 2022	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	11 283	5 012	782	—	—	—	17 077
Produits tirés du stockage et autres produits	235	350	308	—	—	—	893
Produits tirés de la collecte et du traitement du gaz	—	22	—	—	—	—	22
Produits tirés de la distribution de gaz	—	—	5 643	—	—	—	5 643
Produits tirés de l'électricité et du transport	—	—	—	281	—	—	281
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	11 518	5 384	6 733	281	—	—	23 916
Ventes de marchandises	—	—	—	—	29 150	—	29 150
Autres produits ^{1, 2}	(81)	39	(20)	305	—	—	243
Produits intersectoriels	615	3	16	(4)	25	(655)	—
Total des produits	12 052	5 426	6 729	582	29 175	(655)	53 309

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

1 Comprend les gains et les pertes réalisés et latents attribuables à notre programme de couverture correspondant à une perte nette de 97 M\$ au 31 décembre 2023 (perte de 431 M\$ en 2022; gain de 59 M\$ en 2021).

2 Comprend les produits tirés de contrats de location. Se reporter à la note 26 – 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 2023	2 802	400	2 591
Solde au 31 décembre 2022	3 183	230	2 241

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 2023 inclus dans les passifs sous contrat au début l'exercice s'établissent à 246 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 2023, se sont établies à 632 M\$.

Obligations de prestation

Secteur	Nature de l'obligation de prestation
Oléoducs	Transport et stockage de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (« LGN »)
Transport de gaz et services intermédiaires	- 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	- Approvisionnement et livraison de gaz naturel - Transport de gaz naturel - Stockage de gaz naturel
Production d'énergie renouvelable	- 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 2023, aucun produit significatif comptabilisé 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 notre entreprise extracôtière aux États-Unis, nous recevons une série de paiements mensuels fixes (« PMF ») sur une période donnée inférieure à la période au cours de laquelle les obligations de prestation sont remplies. Ainsi, une tranche des PMF est comptabilisée en tant que passif sous contrat. Les PMF ne sont pas considérés comme une entente de financement, puisque les paiements sont échelonnés de manière à coïncider avec les profils de production des champs pétroliers et gaziers extracôtiers, qui génèrent des produits supérieurs au cours des premières années de leur durée de vie productive.

Comptabilisation des produits découlant d'obligations de prestation non remplies

Les produits découlant des obligations de prestation qui devraient être remplies au cours de périodes futures totalisent 59,1 G\$, dont un montant de 7,5 G\$ devrait être comptabilisé à ce titre au cours de l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2024.

Les produits exclus des montants susmentionnés fondés sur les exemptions facultatives aux termes de l'Accounting Standards Codification (« 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.

Pour le premier semestre de 2023, 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 ont été maintenus sur une base provisoire jusqu'au 1^{er} juillet 2023, date d'entrée en vigueur de tarifs provisoires révisés. Jusqu'à l'approbation d'une nouvelle entente commerciale, les tarifs pourraient faire l'objet de dernières révisions et d'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 2023 sont considérés comme une contrepartie variable.

Comptabilisation et évaluation des produits

Exercice clos le 31 décembre 2023	Oléoducs	Transport de gaz et services intermédiaires	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
Produits tirés des produits transférés à un moment précis	—	17	138	—	155
Produits tirés des produits et services transférés progressivement ¹	12 132	5 763	5 890	259	24 044
Total des produits découlant de contrats conclus avec des clients	12 132	5 780	6 028	259	24 199

Exercice clos le 31 décembre 2022	Oléoducs	Transport de gaz et services intermédiaires	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
Produits tirés des produits transférés à un moment précis	—	—	127	—	127
Produits tirés des produits et services transférés progressivement ¹	11 518	5 384	6 606	281	23 789
Total des produits découlant de contrats conclus avec des clients	11 518	5 384	6 733	281	23 916

Exercice clos le 31 décembre 2021	Oléoducs	Transport de gaz et services intermédiaires	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
Produits tirés des produits transférés à un moment précis	—	—	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

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

Exercice clos le 31 décembre 2023	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 d'exploitation <i>(note 4)</i>	12 863	5 854	5 976	477	18 989	(510)	43 649
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	—	(15)	(2 871)	(20)	(18 975)	515	(21 366)
Exploitation et administration	(4 629)	(2 380)	(1 285)	(261)	(52)	7	(8 600)
Perte de valeur d'actifs à long terme ¹	145	—	(281)	(283)	—	—	(419)
Quote-part du bénéfice (de la perte) des satellites <i>(note 13)</i>	1 007	688	2	140	—	(21)	1 816
Autres produits <i>(note 27)</i>	113	117	51	96	1	846	1 224
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	9 499	4 264	1 592	149	(37)	837	16 304
Amortissement							(4 613)
Charge d'intérêts <i>(note 17)</i>							(3 812)
Charge d'impôts <i>(note 24)</i>							(1 821)
Bénéfice							6 058
Dépenses en immobilisations ²	1 158	1 944	1 451	100	—	55	4 708
Total des immobilisations corporelles, montant net <i>(note 11)</i>	51 851	31 016	18 766	2 706	4	298	104 641

Exercice clos le 31 décembre 2022	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 d'exploitation <i>(note 4)</i>	12 052	5 426	6 729	582	29 175	(655)	53 309
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	—	—	(3 693)	(16)	(29 525)	645	(32 589)
Exploitation et administration	(4 287)	(2 254)	(1 289)	(255)	(49)	(85)	(8 219)
Perte de valeur d'actifs à long terme	(245)	—	—	(235)	(13)	(48)	(541)
Perte de valeur de l'écart d'acquisition <i>(note 15)</i>	—	(2 465)	—	—	—	—	(2 465)
Quote-part du bénéfice (de la perte) des satellites <i>(note 13)</i>	785	1 133	1	141	—	(4)	2 056
Gain lié à l'opération de fusion de coentreprises <i>(note 13)</i>	—	1 076	—	—	—	—	1 076
Autres produits (charges) <i>(note 27)</i>	59	210	79	45	(5)	(977)	(589)
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	8 364	3 126	1 827	262	(417)	(1 124)	12 038
Amortissement							(4 317)
Charge d'intérêts <i>(note 17)</i>							(3 179)
Charge d'impôts <i>(note 24)</i>							(1 604)
Bénéfice							2 938
Dépenses en immobilisations ²	1 418	1 690	1 499	50	—	33	4 690
Total des immobilisations corporelles, montant net <i>(note 11)</i>	53 567	29 666	17 857	3 082	6	282	104 460

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 d'exploitation (note 4)	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 (note 13)	759	702	42	101	—	(4)	1 600
Autres produits (charges) (note 27)	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 (note 17)							(2 655)
Charge d'impôts (note 24)							(1 415)
Bénéfice							6 314
Dépenses en immobilisations ²	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

1 Le secteur Oléoducs comprend l'incidence d'un gain découlant de la décomptabilisation du montant net d'un passif réglementaire en raison de la cessation du traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés du pipeline Southern Lights (note 7).

2 Comprend la composante coût des capitaux propres de 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	2023	2022	2021
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Canada	23 781	27 498	20 474
États-Unis	19 868	25 811	26 597
	43 649	53 309	47 071

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

Immobilisations corporelles¹

31 décembre	2023	2022
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Canada	48 570	47 602
États-Unis	56 071	56 858
	104 641	104 460

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

Modification des secteurs à présenter

Depuis le 1^{er} janvier 2024, afin d'établir une meilleure correspondance entre la façon dont le principal décideur opérationnel examine les rendements et l'attribution de ressources au sein des unités d'exploitation, nous avons transféré nos entreprises de pétrole brut du Canada et des États-Unis depuis notre secteur Services énergétiques vers notre secteur Oléoducs. Le secteur Services énergétiques cessera d'exister, et les autres entreprises qui composent actuellement ce secteur seront intégrées au secteur Éliminations et divers. À compter du premier trimestre de 2024, les résultats comparatifs des périodes antérieures seront redécoupés en fonction des nouvelles répartitions sectorielles afin de faciliter leur comparaison. La présente modification des secteurs à présenter n'aura aucune incidence sur nos résultats consolidés.

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 30 décembre 2021, nous avons conclu la vente de notre participation minoritaire dans Noverco. Au 31 décembre 2021, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation avait été réduit d'environ 2 millions d'actions, soit notre participation moyenne pondérée dans nos ordinaires découlant de notre participation croisée dans Noverco.

RÉSULTAT DILUÉ

L'effet dilutif des options d'achat d'actions et des UAR 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 et de l'acquisition d'UAR 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	2023	2022	2021
<i>(nombre d'actions ordinaires en millions)</i>			
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation	2 056	2 025	2 023
Effet dilutif des options et des UAR	2	4	2
Nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation	2 058	2 029	2 025

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023, 2022 et 2021, respectivement, 19,3 millions, 10,4 millions, et 18,6 millions d'options sur actions à effet antidilutif à des prix d'exercice moyens pondérés respectifs de 54,42 \$, 56,49 \$ et 52,89 \$ 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'impôts est recouvrée à même les tarifs en fonction de l'impôt exigible à payer et ne tient pas compte de la charge d'impôts reportés. Cependant, lorsqu'un impôt deviendra exigible à la suite de la résorption des différences temporaires ayant donné lieu à l'impôt reporté, 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. En l'absence d'un traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés, cet actif d'impôts réglementaire et l'incidence connexe sur le bénéfice ne seraient pas comptabilisés.

OLÉODUCS

Réseau principal au Canada

Le réseau principal au Canada comprend le tronçon canadien du réseau principal d'Enbridge. L'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, date à laquelle les droits en place sont devenus provisoires. Enbridge a conclu une nouvelle entente à l'égard d'un règlement négocié, l'« entente de tarification pour le réseau principal » (« ETRP ») pour les droits liés au transport sur son réseau principal. Le règlement est assujéti à l'approbation des organismes de réglementation et sera en vigueur pendant sept ans et demi, soit jusqu'à la fin de 2028, les droits provisoires révisés entrant en application le 1^{er} juillet 2023. L'ETRP utilise le même cadre que l'ETC, c'est-à-dire qu'il fixe les droits locaux canadiens 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 du réseau de Lakehead d'Enbridge. Nous avons comptabilisé un actif réglementaire de 1,9 G\$ au 31 décembre 2023 (2,1 G\$ en 2022) 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'est comptabilisé aux termes de l'ETRP. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, nous avons radié un montant de 160 M\$ lié à des actifs d'impôts réglementaires et un montant de 40 M\$ lié à des passifs d'impôts réglementaires reportés qui ne sont plus susceptibles d'être récupérés au moyen de tarifs futurs.

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 tarifaires 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 %. Au cours du quatrième trimestre de 2023, le pipeline Southern Lights a réalisé un appel au marché en vue de négocier de nouvelles ententes de services de transport devant entrer en vigueur en 2025. Nous ne prévoyons pas renouveler ces ententes selon la méthode du calcul des droits en fonction du coût du service; par conséquent, le pipeline Southern Lights n'est plus assujéti au traitement comptable s'appliquant aux activités à tarifs réglementés. Ainsi, des montants de 151 M\$ au titre des passifs réglementaires nets, de 92 M\$ au titre des actifs d'impôts réglementaires et de 23 M\$ au titre des passifs d'impôts réglementaires reportés ont été décomptabilisés au cours de l'exercice.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

British Columbia Pipeline et Maritimes & Northeast Canada

British Columbia (« BC ») Pipeline et Maritimes & Northeast Canada (« 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 pour 2022-2026 et 2022-2023, lesquelles autorisent un RCP déterminé ainsi que le maintien et l'établissement de certains comptes de report et comptes d'écart. L'entente de règlement tarifaire pour le tronçon canadien du pipeline M&N Canada a expiré en décembre 2023. M&N Canada a conclu une entente de règlement tarifaire avec ses expéditeurs pour la période d'effet comprise entre le 1^{er} janvier 2024 et le 31 décembre 2025. Le 28 novembre 2023, M&N Canada a déposé l'entente de règlement tarifaire pour 2024-2025 auprès de la Régie aux fins d'examen et d'approbation. La décision de la Régie est attendue au premier trimestre de 2024.

Transport de gaz aux États-Unis

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

DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

Enbridge Gas

Les tarifs de distribution d'Enbridge Gas, entrés en vigueur en 2019, ont été établis selon un régime de réglementation incitative (« RI ») pour cinq ans ayant recours à un mécanisme de plafonnement des tarifs qui est venu à échéance le 31 décembre 2023. 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 bénéfices 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.

Le 21 décembre 2023, nous avons reçu la décision de la CEO à l'égard sur la phase 1 de notre cadre tarifaire fondé sur un modèle de réglementation incitative pour 2024 à 2028 (la « décision sur la phase 1 »). La décision sur la phase 1 établit de nouveaux tarifs provisoires entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2024. Par ailleurs, dans le cadre de la décision sur la phase 1, les éléments suivants n'ont pas été approuvés pour recouvrement ultérieur, ce qui a donné lieu à la comptabilisation de pertes de valeur pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 :

- une partie des projets d'investissement non amortis comptabilisés aux postes « Immobilisations corporelles, montant net » et « Actifs incorporels, montant net » a été retranchée de la base tarifaire de 2024 de 41 M\$;
- les coûts en capital non amortis de l'intégration comptabilisés au poste « Actifs incorporels, montant net » ont été retranchés de la base tarifaire de 2024 de 84 M\$;
- les soldes des régimes de retraite d'Union Gas antérieurs à 2017 de 156 M\$ ont été comptabilisés au poste « Montants reportés et autres actifs ».

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	2023	2022	Fin de la période de recouvrement/ remboursement
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Actifs réglementaires à court terme			
Écart du coût du gaz acheté	15	190	2024
Insuffisance de recouvrement de coûts de carburant	75	109	2024
Autres actifs réglementaires à court terme	380	305	2024
Total des actifs réglementaires à court terme ¹ (note 9)	470	604	
Actifs réglementaires à long terme			
Impôts reportés ²	4 456	4 473	Diverses
Dette à long terme ³	348	378	2032-2046
Récupération négative ⁴	180	265	Diverses
Écart du coût du gaz acheté	—	244	2024
Modifications de conventions comptables ⁵	—	219	2024
Montant à recevoir au titre des régimes de retraite ⁶	1	40	Diverses
Autres actifs réglementaires à long terme	252	244	Diverses
Total des actifs réglementaires à long terme ¹	5 237	5 863	
Total des actifs réglementaires	5 707	6 467	
Passifs réglementaires à court terme			
Écart du coût du gaz acheté	31	—	2024
Autres passifs réglementaires à court terme	276	167	2024
Total des passifs réglementaires à court terme ⁷	307	167	
Passifs réglementaires à long terme			
Provisions pour frais futurs d'enlèvement et de restauration des lieux ⁸	1 693	1 615	Diverses
Passif réglementaire lié aux impôts des États-Unis ⁹	854	918	2050-2072
Coûts futurs de cessation d'exploitation de pipelines (note 23)	745	610	Diverses
Montant à verser au titre des régimes de retraite ⁶	143	231	Diverses
Autres passifs réglementaires à long terme	86	250	Diverses
Total des passifs réglementaires à long terme ⁷	3 521	3 624	
Total des passifs réglementaires	3 828	3 791	

1 Les actifs réglementaires à court terme sont inscrits au poste « Autres actifs à court terme », 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. Le solde au 31 décembre 2023 correspond au montant après déduction des radiations d'impôts reportés réglementaires.

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 Pour 2022, ce report se compose essentiellement 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. La décision sur la phase 1 ne permet pas le recouvrement des soldes antérieurs à 2017 liés aux régimes de retraite, ce qui a donné lieu à une perte de valeur pour ramener ce solde à néant au 31 décembre 2023. Le solde résiduel de ce compte découle de l'incidence de modifications de conventions comptables apportées durant la période de report de la modification des tarifs, et sa cession en 2024 a été approuvée dans le cadre de la décision sur la phase 1, ce qui a permis qu'il soit par la suite viré aux poste « Autres actifs réglementaires à court terme » au 31 décembre 2023.

- 6 Représente la compensation réglementaire du passif des régimes de retraite 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. En l'absence d'un traitement comptable propre aux activités à tarifs 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 « Autres passifs à court terme », 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. En l'absence d'un traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés, 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 la période où 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

ACQUISITIONS

Installations de stockage de gaz Aitken Creek

Le 1^{er} novembre 2023, par l'intermédiaire d'une filiale canadienne entièrement détenue, nous avons acquis une participation de 93,8 % dans l'installation de stockage de gaz Aitken Creek et une participation de 100 % dans l'installation de stockage de gaz Aitken Creek North (collectivement, « Aitken Creek »), situées en Colombie-Britannique, au Canada, pour 400 M\$, sous réserve d'autres ajustements de clôture habituels (l'« acquisition d'Aitken Creek »). Aitken Creek est la seule installation souterraine de stockage de gaz naturel en Colombie-Britannique et est reliée à tous les grands gazoducs de l'Ouest canadien. L'acquisition d'Aitken Creek nous permet de continuer à répondre aux besoins en énergie régionaux et de répondre à la demande croissante d'exportations de gaz naturel liquéfié (« GNL »).

Nous avons comptabilisé l'acquisition d'Aitken Creek 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 leur juste valeur estimative à la date d'acquisition.

Le tableau suivant résume les justes valeurs estimatives préliminaires qui ont été attribuées aux actifs nets d'Aitken Creek :

	1 ^{er} novembre 2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
Juste valeur des actifs nets acquis :	
Actifs à court terme a)	105
Immobilisations corporelles b)	466
Passifs à court terme	20
Passifs à long terme c)	130
Écart d'acquisition d)	46
Prix d'achat :	
Trésorerie	397
Contrepartie additionnelle e)	70
	467

- a) Les actifs à court terme se composent essentiellement des stocks, dont la nature est à court terme, et correspondent au gaz naturel stocké. La juste valeur a été déterminée d'après le cours de marché du gaz naturel à la date d'acquisition.
- b) Les immobilisations corporelles d'Aitken Creek constituent un système intégré d'installations de stockage en caverne, de gazoducs collecteurs, de terrains et de droits de passage. La méthode du coût de remplacement net amorti a été adoptée en tant que principale méthode d'évaluation pour déterminer la juste valeur des immobilisations corporelles, compte non tenu du réservoir de stockage.

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 du réservoir de stockage a été déterminée au moyen d'une approche résiduelle selon laquelle le prix d'achat rajusté a été affecté à la juste valeur du montant net des immobilisations corporelles, à l'exclusion du réservoir de stockage, et la valeur résiduelle a été attribuée au réservoir de stockage. L'approche fondée sur les bénéfices a également été utilisée pour confirmer que les flux de trésorerie attribuables au réservoir de stockage correspondent à la valeur résiduelle.

- c) Les passifs à long terme se composent essentiellement des passifs d'impôts reportés découlant des écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs à la date d'acquisition.
- d) L'écart d'acquisition est principalement attribuable à la comptabilisation d'un passif d'impôts reportés. Le solde de l'écart d'acquisition comptabilisé a été affecté à notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires et n'est pas déductible fiscalement.
- e) La contrepartie additionnelle de 70 M\$ comptabilisée dans le prix d'achat correspond à la juste valeur des contrats dérivés et de la capacité de stockage utile au 31 mars 2023.

À la conclusion de l'acquisition d'Aitken Creek, nous avons inclus Aitken Creek dans notre périmètre de consolidation. Pour la période commençant le 1^{er} novembre 2023 et se terminant le 31 décembre 2023, les produits d'exploitation et le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires tirés d'Aitken Creek étaient négligeables. L'incidence sur nos produits d'exploitation et notre bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires consolidés pro forma complémentaires pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022, comme si l'acquisition d'Aitken Creek avait eu lieu le 1^{er} janvier 2022, était également négligeable.

Acquisition de services publics gaziers aux États-Unis

Le 5 septembre 2023, nous avons annoncé qu'Enbridge avait conclu trois ententes définitives distinctes avec Dominion Energy, Inc. en vue de l'acquisition de The East Ohio Gas Company, de Questar Gas Company et ses sociétés affiliées Wexpro, et de Public Service Company of North Carolina pour un prix d'achat totalisant 19,1 G\$ (14,0 G\$ US) se composant d'une contrepartie en trésorerie de 12,8 G\$ (9,4 G\$ US) et de la prise en charge de la dette de 6,3 G\$ (4,6 G\$ US), sous réserve des ajustements de clôture habituels (collectivement, les « acquisitions »). La clôture des acquisitions est prévue en 2024, sous réserve de la satisfaction des conditions de clôture habituelles, notamment de l'obtention de certaines approbations réglementaires, qui ne sont pas des clauses de conditionnalité réciproque.

Le 8 septembre 2023, nous avons réalisé un appel public à l'épargne visant 102 913 500 actions ordinaires au prix de 44,70 \$ l'action pour un produit brut de 4,6 G\$ qui servira à financer une partie de la contrepartie en trésorerie payable dans le cadre des acquisitions.

Nous avons conclu deux placements en septembre 2023 et quatre placements en novembre 2023 pour des montants en capital totalisant respectivement 5,5 G\$ US et 1,0 G\$. Le produit des placements réalisés en septembre 2023 et une partie de ceux réalisés en novembre 2023 serviront à financer une partie de la contrepartie en trésorerie à payer dans le cadre des acquisitions. Se reporter à la *note 17 – Dette* pour un complément d'information sur les émissions de titres de créance et la facilité de crédit obtenue en soutien des acquisitions.

Tres Palacios Holdings LLC

Le 3 avril 2023, nous avons fait l'acquisition de Tres Palacios Holdings LLC (« Tres Palacios ») en contrepartie d'un montant en trésorerie de 451 M\$ (335 M\$ US). Tres Palacios est une installation de stockage de gaz naturel située sur la côte américaine du golfe du Mexique dont l'infrastructure sert à la production d'électricité alimentée au gaz au Texas ainsi qu'à l'exportation de GNL et aux exportations sur des réseaux mexicains.

Nous avons affecté des actifs d'une juste valeur de 790 M\$ (588 M\$ US) aux immobilisations corporelles, montant net, dont une tranche de 254 M\$ (189 M\$ US) se rapporte aux droits d'utilisation de la caverne de stockage, et nous avons comptabilisé les obligations locatives correspondantes de 7 M\$ (5 M\$ US) et de 248 M\$ (184 M\$ US), respectivement, aux postes « Partie à court terme de la dette à long terme » et « Dette à long terme » des états consolidés de la situation financière. Les actifs acquis sont compris dans notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires.

Tri Global Energy, LLC

Le 27 septembre 2022, par l'intermédiaire d'une filiale américaine entièrement détenue, nous avons acquis toutes les parts ordinaires en circulation de TGE pour une contrepartie en trésorerie de 295 M\$ (215 M\$ US) et des paiements éventuels potentiels pouvant atteindre 72 M\$ (53 M\$ US) établis en fonction de l'atteinte de cibles de performance par TGE (l'« acquisition de TGE »). TGE est une entreprise d'aménagement de projets d'énergie renouvelable terrestres aux États-Unis dont le portefeuille comporte des projets d'énergie éolienne et solaire. L'acquisition de TGE vient rehausser la plateforme d'énergie renouvelable d'Enbridge et accélérer sa stratégie de croissance en Amérique du Nord.

Nous avons comptabilisé l'acquisition de TGE 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 leur juste valeur estimative à la date d'acquisition.

Le tableau suivant résume les justes valeurs estimatives qui ont été attribuées aux actifs nets de TGE :
27 septembre
2022

(en millions de dollars canadiens)

Juste valeur des actifs nets acquis :

Actifs à court terme	5
Immobilisations corporelles	3
Placements à long terme	8
Actifs incorporels a)	117
Actifs à long terme	3
Passifs à court terme	61
Dette à long terme	18
Passifs à long terme b)	105
Écart d'acquisition c)	392
Prix d'achat :	
Trésorerie	295
Contrepartie éventuelle d)	49
	344

a) Les actifs incorporels se composent de la rémunération que TGE s'attend à recevoir sur ses contrats d'aménagement en cours après l'atteinte de certaines cibles. La juste valeur a été déterminée au moyen de la méthode de l'actualisation des flux de trésorerie, une approche fondée sur les bénéfices selon laquelle on estime la valeur actualisée des avantages futurs projetés pouvant être tirés des contrats. Les actifs incorporels seront amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée d'utilité prévue de trois années et demie.

b) Les passifs à long terme se composent essentiellement des obligations de paiement à des tiers qui dépendent de l'atteinte de cibles pour certains projets. La juste valeur représente la valeur actualisée des paiements futurs à la date d'acquisition de TGE.

c) L'écart d'acquisition est surtout attribuable aux rendements futurs attendus associés à de nouvelles occasions d'aménagement de projets éoliens et solaires ainsi qu'à l'accroissement de l'envergure et de la diversité d'exploitation pour notre portefeuille de projets d'énergie renouvelable. Le solde de l'écart d'acquisition comptabilisé a été affecté à notre secteur Production d'énergie renouvelable et est déductible d'impôt sur 15 ans.

- d) Nous avons accepté de verser une contrepartie éventuelle supplémentaire pouvant atteindre 53 M\$ US aux anciens détenteurs d'unités ordinaires de TGE advenant l'atteinte des cibles de performance pour certains projets. La contrepartie éventuelle de 36 M\$ US comptabilisée dans le prix d'achat correspond à la juste valeur de la contrepartie éventuelle à la date d'acquisition de TGE. La juste valeur a été déterminée au moyen d'une approche fondée sur les bénéfices.

À la clôture de l'acquisition de TGE, nous avons inclus TGE dans notre périmètre de consolidation. Pour la période comprise entre le 27 septembre 2022 et le 31 décembre 2022, les produits d'exploitation et le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires tirés de TGE étaient négligeables. L'incidence sur nos produits d'exploitation et notre bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires consolidés pro forma complémentaires pour les exercices clos les 31 décembre 2022 et 2021, comme si l'acquisition de TGE avait eu lieu le 1^{er} janvier 2021, était également négligeable.

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 de Moda »). 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 de Moda 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 de Moda 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 leur juste valeur estimative à la date de l'acquisition.

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

	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 supplémentaire 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, et elle avait été pleinement réglée au 31 décembre 2022.

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 de Moda, 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 l'exercice clos le 31 décembre 2021, y compris les résultats d'exploitation de Moda comme si l'acquisition de Moda avait eu lieu le 1^{er} janvier 2020, est présentée ci-après :

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

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.

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\$ (145 M\$ après impôts) pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

CESSIONS

Réseau de sables bitumineux de la région d'Athabasca

Le 5 octobre 2022, nous avons conclu une transaction avec Athabasca Indigenous Investments Limited Partnership (« Aii »), une entité représentant 23 Premières Nations et communautés métisses, dans le cadre de laquelle Aii a acquis une participation hors exploitation de 11,6 % dans sept pipelines faisant partie de notre réseau de sables bitumineux de la région d'Athabasca, dans le nord de l'Alberta, pour une contrepartie totalisant environ 1,1 G\$ diminuée des ajustements de clôture habituels. Aucun gain ni aucune perte n'a été comptabilisé relativement à cette vente, et une participation ne donnant pas le contrôle a été comptabilisée aux états consolidés de la situation financière au 31 décembre 2022 pour rendre compte de la participation détenue par Aii (note 19).

À la suite de la vente, nous avons conservé une participation donnant le contrôle de 88,4 % dans ces actifs, qui font partie de notre secteur Oléoducs, et nous continuons de les gérer, de les exploiter et de leur fournir des services administratifs.

9. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

31 décembre	2023	2022
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Actifs dérivés (note 23)	623	1 015
Actifs réglementaires (note 7)	470	604
Déséquilibre des volumes de gaz	209	461
Impôts à recevoir	347	323
Autres	791	852
	2 440	3 255

10. STOCKS

31 décembre	2023	2022
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Gaz naturel	938	1 491
Pétrole brut	413	652
Autres	128	112
	1 479	2 255

11. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

31 décembre	Taux d'amortissement moyen pondéré	2023	2022
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Pipelines	2,9 %	66 698	66 528
Installations et matériel	3,1 %	37 634	37 028
Terrains et droits de passage ¹	2,3 %	3 600	3 637
Conduites principales, services liés au gaz et autres	2,6 %	15 346	14 491
Installations de stockage	2,5 %	4 929	3 477
Turbines éoliennes, panneaux solaires et autres	4,1 %	4 511	4 912
Autres	10,1 %	1 652	1 611
En construction	— %	2 829	2 316
Total des immobilisations corporelles		137 199	134 000
Total de l'amortissement cumulé		(32 558)	(29 540)
Immobilisations corporelles, montant net		104 641	104 460

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

La charge d'amortissement des exercices clos les 31 décembre 2023, 2022 et 2021 s'est établie à 4,0 G\$, 3,8 G\$ et 3,5 G\$, respectivement.

PERTES DE VALEUR

Parc éolien Chapman Ranch

Le parc éolien Chapman Ranch (« Chapman Ranch ») fait face à des difficultés financières en raison de l'intégrité du matériel original. Par conséquent, nous avons comptabilisé une perte de valeur de 251 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, qui est comprise au poste « Perte de valeur d'actifs à long terme » aux états consolidés des résultats, dans notre secteur Production d'énergie renouvelable.

Parc éolien Magic Valley

En 2022, le parc éolien Magic Valley (« Magic Valley ») a fait face à des défis commerciaux en raison de la congestion du transport de l'électricité et d'un différentiel de prix négatif découlant de coûts de transport plus élevés donnant lieu à un prix de vente moins élevé pour l'électricité. Par conséquent, nous avons comptabilisé une perte de valeur de 227 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, qui est comprise au poste « Perte de valeur d'actifs à long terme » aux états consolidés des résultats, dans notre secteur Production d'énergie renouvelable.

Réseau pipelinier Bakken

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, nous avons comptabilisé une perte de valeur de 183 M\$ relative aux composantes américaines et canadiennes de la canalisation inter-États de notre réseau du Dakota du Nord et de notre réseau pipelinier Bakken, en lien avec l'échéance de certains contrats d'expédition ferme à long terme en 2023. Cette perte de valeur est comprise au poste « Perte de valeur d'actifs à long terme » aux états consolidés des résultats, dans notre secteur Oléoducs.

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. Les créanciers des passifs de nos EDDV consolidées 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	2023	2022
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Actifs		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	442	426
Trésorerie soumise à restrictions	9	12
Comptes clients et produits non facturés	144	185
Autres actifs à court terme	8	14
Montants à recevoir de sociétés affiliées	5	23
Stocks	11	12
	619	672
Immobilisations corporelles, montant net	7 105	7 707
Placements à long terme	14	14
Placements à long terme soumis à restrictions	106	98
Montants reportés et autres actifs	148	158
Actifs incorporels, montant net	84	102
	8 076	8 751
Passifs		
Comptes fournisseurs et charges à payer	83	99
Autres passifs à court terme	145	152
Montants à payer à des sociétés affiliées	4	21
	232	272
Dette à long terme	1	—
Autres passifs à long terme	971	859
Impôts reportés	5	5
	1 209	1 136
	6 867	7 615

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 ces EDDV qui ont l'incidence la plus importante sur leur performance économique. 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 2023 et 2022 sont présentées ci-après :

	Valeur comptable des participations dans une EDDV	Exposition maximale à des pertes
31 décembre 2023		
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Aux Sable Liquid Products L.P. ¹	105	130
Rampion Offshore Wind Limited ²	391	452
Vector Pipeline L.P. ³	191	320
Woodfibre LNG Limited Partnership ⁴	778	2 854
Fox Squirrel Solar LLC ⁵	312	661
Autres ⁴	132	230
	1 909	4 647

	Valeur comptable des participations dans une EDDV	Exposition maximale à des pertes
31 décembre 2022		
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Aux Sable Liquid Products L.P. ¹	91	117
EIH S.à r.l. ⁶	37	637
Rampion Offshore Wind Limited ²	413	468
Vector Pipeline L.P. ³	195	325
Woodfibre LNG Limited Partnership ⁴	635	2 476
Autres ⁴	245	443
	1 616	4 466

- 1 Aux 31 décembre 2023 et 2022, l'exposition maximale à des pertes comprend une garantie que nous avons donnée à l'égard de la quote-part nous revenant dans les prélèvements que l'EDDV a faits sur une facilité de crédit bancaire.
- 2 Aux 31 décembre 2023 et 2022, 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.
- 3 Aux 31 décembre 2023 et 2022, l'exposition maximale à des pertes comprend la valeur comptable de prêts consentis à des sociétés affiliées de 24 M\$ et de 25 M\$ aux 31 décembre 2023 et 2022, respectivement, ainsi qu'une facilité de crédit de 105 M\$ aux 31 décembre 2023 et 2022.
- 4 Aux 31 décembre 2023 et 2022, 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.
- 5 En novembre 2023, Enbridge a acquis une participation de 50 % dans Fox Squirrel JV, LLC (« Fox Squirrel Solar LLC »). Se reporter à la note 13 – Placements à long terme. Il a été déterminé que Fox Squirrel Solar LLC est une EDDV en raison de capitaux propres à risque insuffisants pour financer ses activités. Enbridge ne détient aucun droit de prise de décisions à l'égard des activités de Fox Squirrel Solar LLC susceptibles d'avoir l'incidence la plus importante sur sa performance économique. Au 31 décembre 2023, 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 Au 31 décembre 2023, EIH S.à r.l. ne respectait plus les critères de comptabilisation à titre d'EDDV en raison d'un événement ayant donné lieu à un réexamen du statut d'EDDV. Au 31 décembre 2022, l'exposition maximale à des pertes comprenait les garanties que nous avons consenties à titre de société mère relativement à des montants engagés en lien avec les trois projets éoliens extracôtiers en France pour lesquels nous serions responsables advenant un cas de défaillance mettant en cause l'EDDV visée ainsi qu'un prêt de 56 M\$ que nous avons consenti à une société affiliée.

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 2023 et 2022.

13. PLACEMENTS À LONG TERME

31 décembre	Participation	2023	2022
(en millions de dollars canadiens)			
PARTICIPATIONS DANS DES SATELLITES			
Oléoducs			
MarEn Bakken Company LLC ¹	75,0 %	1 819	1 968
DCP Midstream, LLC (parts de catégorie B) ²	90,0 %	1 486	1 394
Seaway Crude Holdings LLC	50,0 %	2 661	2 744
Illinois Extension Pipeline Company, L.L.C. ³	65,0 %	584	622
Cactus II Pipeline, LLC ⁴	30,0 %	618	658
Autres	30,0 % - 43,8 %	84	76
Transport de gaz et services intermédiaires			
Alliance Pipeline ^{5, 7}	50,0 %	359	430
Aux Sable ^{6, 7}	42,7 % - 50,0 %	229	214
DCP Midstream, LLC (parts de catégorie A) ⁸	23,4 %	367	317
Gulfstream Natural Gas System, L.L.C.	50,0 %	1 224	1 274
NEXUS Gas Transmission, LLC	50,0 %	1 220	1 813
Sabal Trail Transmission, LLC	50,0 %	1 467	1 535
Southeast Supply Header, LLC	50,0 %	80	86
Steckman Ridge, LP	50,0 %	87	91
Vector Pipeline ⁹	60,0 %	191	195
Woodfibre LNG Limited Partnership ¹⁰	30,0 %	777	635
Projets extracôtiers, diverses coentreprises	22,0 % - 74,3 %	217	314
Distribution et stockage de gaz			
Autres	30,0 % - 50,0 %	22	20
Production d'énergie renouvelable			
EIH S.à r.l. ¹¹	51,0 %	52	37
Installations éoliennes extracôtiers Hohe See et Albatros	49,9 %	1 701	163
Rampion Offshore Wind Limited	24,9 %	391	413
East-West Tie Limited Partnership	24,1 %	132	241
Fox Squirrel Solar LLC	50,0 %	312	—
Autres	16,4 % - 50,0 %	110	107
AUTRES PLACEMENTS À LONG TERME			
Transport de gaz et services intermédiaires			
Ara Divert HoldCo, Inc.		106	—
Autres		22	22
Distribution et stockage de gaz			
Autres		24	48
Production d'énergie renouvelable			
Autres		21	31
Éliminations et divers			
Autres ¹²		430	488
		16 793	15 936

1 Détient une participation de 49,0 % dans Bakken Pipeline Investments LLC, qui détient une participation de 75,0 % dans le réseau pipeline Bakken, ce qui se traduit par une participation effective de 27,6 % dans le réseau pipeline Bakken.

2 Nous détenons 90,0 % des parts de catégorie B de DCP Midstream, LLC. Ces parts correspondent à notre participation de 65,0 % dans Gray Oak Pipeline, LLC (« Gray Oak »), ce qui se traduit par une participation effective de 58,5 % dans Gray Oak. Le 9 janvier 2023, nous avons acquis une participation directe supplémentaire de 10,0 % dans Gray Oak pour une contrepartie en trésorerie de 230 M\$ (172 M\$ US), portant ainsi notre participation effective à 68,5 %.

3 Détient le projet de prolongement de l'accès vers le sud.

- 4 Le 12 octobre 2021, nous avons acquis une participation de 20,0 % dans Cactus II dans le cadre de l'acquisition de Moda (note 8). Le 2 novembre 2022, nous avons acquis une participation supplémentaire de 10,0 % dans Cactus II, pour une contrepartie en trésorerie de 241 M\$ (177 M\$ US), ce qui a porté notre participation hors exploitation totale à 30,0 %.
- 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 L. P. et Aux Sable Midstream LLC aux États-Unis.
- 7 Le 13 décembre 2023, nous avons annoncé qu'Enbridge avait conclu une entente définitive pour vendre sa participation de 50,0 % dans Alliance Pipeline et sa participation dans Aux Sable à Pembina Pipeline Corporation en contrepartie de 3,1 G\$, y compris un emprunt sans recours de 0,3 G\$, sous réserve des ajustements de clôture habituels.
- 8 Nous détenons 23,4 % des parts de catégorie A de DCP Midstream, LLC. Ces parts correspondent à notre participation de 56,5 % dans DCP Midstream LP (« DCP »), ce qui se traduit par une participation effective de 13,2 % dans DCP.
- 9 Comprend Vector Pipeline Limited Partnership au Canada et Vector Pipeline L.P. aux États-Unis.
- 10 Le 29 novembre 2022, nous avons acquis, pour une contrepartie en trésorerie de 533 M\$ (392 M\$ US), une participation effective de 30,0 % dans Woodfibre LNG Limited Partnership (« Woodfibre »). Woodfibre exploitera une installation d'exportation de GNL située en Colombie-Britannique que nous sommes en train de construire, en association avec nos associés.
- 11 Détient une participation de 50,0 % dans Éolien Maritime France SAS (« EMF »). Par le truchement de notre participation dans EMF, nous détenons des participations dans trois projets éoliens extracôtiers en France, notamment des participations effectives dans les projets Saint-Nazaire (25,5 %), Fécamp (17,9 %) et Calvados (21,7 %).
- 12 Consiste en des placements dans des fonds négociés en bourse et des titres de créance détenus par nos filiales entièrement détenues qui sont des sociétés d'assurance captives. Se reporter à la note 23 – Gestion des risques et instruments financiers.

Les participations dans des satellites comprennent l'excédent non amorti du prix d'achat sur la valeur comptable nette sous-jacente des actifs des satellites à la date d'acquisition. Au 31 décembre 2023, cet écart se chiffrait à 3,5 G\$ (3,4 G\$ en 2022), dont une tranche de 1,7 G\$ (1,5 G\$ en 2022) était amortissable.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023, 2022 et 2021, les distributions reçues des participations dans des satellites se sont respectivement établies à 3,1 G\$, à 2,6 G\$ et à 2,2 G\$.

L'information financière combinée relative à nos satellites non consolidés (sur une base de 100 %) est résumée dans les tableaux ci-après.

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022 ¹	2021 ¹
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Produits d'exploitation	22 586	30 026	22 551
Charges d'exploitation	17 111	23 835	17 446
Bénéfice	4 818	5 123	3 656
Bénéfice attribuable à Enbridge	1 816	2 056	1 600

31 décembre	2023	2022 ¹
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Actif à court terme	5 842	5 328
Actif à long terme	61 141	61 393
Passif à court terme	6 401	5 866
Passif à long terme	23 749	22 974
Participations ne donnant pas le contrôle	4 124	4 640

¹ Les soldes ont été mis à jour afin de tenir compte de l'incidence des révisions apportées pour se conformer à la présentation du présent exercice. Ces révisions n'ont aucune incidence sur les résultats antérieurs présentés dans nos états consolidés des résultats, du résultat global, des variations des capitaux propres, des flux de trésorerie et de la situation financière.

AUTRES TRANSACTIONS TOUCHANT NOS SATELLITES

Fox Squirrel Solar LLC

Le 15 novembre 2023, nous avons acquis une participation de 50 % dans une société de personnes nouvellement constituée avec EDF Renewables North America afin de prendre part à la phase initiale d'une installation d'énergie solaire située en Ohio. La contrepartie en trésorerie comprend un paiement à l'acquisition de 157 M\$ (115 M\$ US) et des engagements de capitaux subséquents pouvant atteindre 398 M\$ (291 M\$ US). Les investissements au-delà de la première phase sont conditionnels à l'atteinte de certains jalons. Un paiement supplémentaire de 164 M\$ (123 M\$ US) a été versé au moment de l'entrée en service de la première phase, en décembre 2023.

Installations éoliennes extracôtières Hohe See et Albatros

Le 3 novembre 2023, nous avons acquis une participation supplémentaire de 24,45 % dans les installations éoliennes extracôtières Hohe See et Albatros (les « installations éoliennes extracôtières »), par le truchement de l'acquisition d'une participation de 49 % dans Enbridge Renewable Infrastructure Investments S.à r.l. (« ERII »), pour une contrepartie en trésorerie de 391 M\$ (267 M€) et la prise en charge de la dette de 524 M\$ (358 M€), ce qui porte notre participation dans les installations éoliennes extracôtières à 49,9 %. Les installations éoliennes extracôtières Hohe See et Albatros sont situées à environ 100 kilomètres au large de la côte nord de l'Allemagne et sont entrées en service en 2019 et 2020, respectivement. À la suite de cette acquisition, notre participation dans ERII est consolidée, et notre participation dans les installations éoliennes extracôtières continuera d'être comptabilisée comme une participation dans des satellites dans le secteur Production d'énergie renouvelable.

DCP Midstream, LLC

Le 17 août 2022, nous avons conclu une opération de fusion de coentreprises avec Phillips 66 donnant lieu à une seule et unique coentreprise, DCP Midstream, LLC, qui détient notre participation indirecte et celle de Phillips 66 dans Gray Oak et dans DCP. Notre participation dans DCP Midstream, LLC se compose de participations de catégorie A et de catégorie B qui correspondent, respectivement, à notre placement dans DCP, présenté dans notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires, et à notre placement dans Gray Oak, présenté dans notre secteur Oléoducs. Par le truchement de notre placement dans DCP Midstream, LLC, nous avons augmenté notre participation économique effective dans Gray Oak, la faisant passer de 22,8 % à 58,5 %, et nous avons réduit notre participation économique effective dans DCP, la faisant passer de 28,3 % à 13,2 %. À la suite de cette opération, Enbridge a assumé l'exploitation de Gray Oak au deuxième trimestre de 2023.

Nous avons déterminé la juste valeur de la diminution de notre participation économique dans DCP d'après le cours non ajusté des parts ordinaires de DCP négociées sur le marché à la date de clôture de l'opération. La juste valeur de l'augmentation de notre participation économique dans Gray Oak a été établie en fonction de la juste valeur attribuée à la variation de notre participation économique dans DCP. En conséquence de l'opération de fusion et de la réorganisation de nos participations économiques dans DCP et Gray Oak, nous avons également reçu une contrepartie en trésorerie d'environ 522 M\$ (404 M\$ US) et enregistré un gain comptable de 1,1 G\$ (832 M\$ US) au poste « Gain lié à l'opération de fusion de coentreprises » aux états consolidés des résultats. DCP et Gray Oak continuent d'être comptabilisées comme des satellites.

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. 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 20,0 % 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 estimative de notre quote-part de l'actif net. La valeur comptable de cette participation était de néant aux 31 décembre 2023 et 2022.

Notre participation dans PennEast faisait partie de notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires. La perte de valeur a été comptabilisée au poste « Quote-part du bénéfice des satellites » aux états consolidés des résultats.

14. ACTIFS INCORPORELS

	Taux d'amortissement moyen pondéré	Coût	Amortis- sement cumulé	Montant net
31 décembre 2023				
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Logiciels	12,0 %	1 921	(1 090)	831
Conventions d'achat d'électricité	4,3 %	58	(24)	34
Contrat de projet ¹	4,0 %	158	(41)	117
Relations avec la clientèle	8,6 %	2 636	(675)	1 961
Autres actifs incorporels	8,2 %	603	(185)	418
En cours d'élaboration	— %	176	—	176
		5 552	(2 015)	3 537

	Taux d'amortissement moyen pondéré	Coût	Amortis- sement cumulé	Montant net
31 décembre 2022				
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Logiciels	10,9 %	2 019	(1 042)	977
Conventions d'achat d'électricité	4,2 %	64	(23)	41
Contrat de projet ¹	4,0 %	163	(36)	127
Relations avec la clientèle	8,6 %	2 701	(459)	2 242
Autres actifs incorporels	5,9 %	621	(148)	473
En cours d'élaboration	— %	158	—	158
		5 726	(1 708)	4 018

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 535 M\$, 483 M\$ et 348 M\$ pour les exercices clos les 31 décembre 2023, 2022 et 2021. Notre charge d'amortissement prévue au titre des actifs incorporels existants, pour les exercices 2024 à 2028, s'élève à 514 M\$.

15. ÉCART D'ACQUISITION

	Oléoducs	Transport de gaz et services intermédiaires	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Services énergétiques	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Solde au 1 ^{er} janvier 2022	8 041	19 335	5 397	—	2	32 775
Perte de valeur	—	(2 465)	—	—	—	(2 465)
Écart de conversion et autres éléments	506	1 236	—	(4)	—	1 738
Acquisition ³	—	—	—	392	—	392
Solde au 31 décembre 2022 ^{1,2}	8 547	18 106	5 397	388	2	32 440
Écart de conversion et autres éléments	(205)	(425)	—	(8)	—	(638)
Acquisition ⁴	—	46	—	—	—	46
Solde au 31 décembre 2023 ^{1,2}	8 342	17 727	5 397	380	2	31 848

1 Le coût brut de l'écart d'acquisition aux 31 décembre 2023 et 2022 s'établissait à 35,9 G\$ et à 36,5 G\$, respectivement.

2 Le cumul des pertes de valeur aux 31 décembre 2023 et 2022 s'établissait à 4,1 G\$.

3 En 2022, nous avons comptabilisé un écart d'acquisition de 392 M\$ lié à l'acquisition de TGE. Se reporter à la note 8 – Acquisitions et cessions.

4 En 2023, nous avons comptabilisé un écart d'acquisition de 46 M\$ lié à l'acquisition d'Aitken Creek. Se reporter à la note 8 – Acquisitions et cessions.

PERTE DE VALEUR

Gazoducs

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, nous avons comptabilisé une perte de valeur de l'écart d'acquisition de 2,5 G\$ relativement à notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires. La juste valeur de ce secteur, déterminée en combinant des techniques reposant sur des multiples de capitalisation et des flux de trésorerie actualisés, a subi l'incidence de l'augmentation du coût du capital et de taux de croissance à long terme projetés légèrement inférieurs pour nos actifs existants. Aucune perte de valeur n'a été comptabilisée pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

16. AUTRES PASSIFS À COURT TERME

31 décembre	2023	2022
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Dividendes à payer	1 975	1 825
Produits différés	1 313	1 056
Passifs dérivés (note 23)	738	898
Impôts exigibles	596	683
Autres	1 037	758
	5 659	5 220

17. DETTE

31 décembre	Taux d'intérêt moyen pondéré ¹⁰	Échéance	2023	2022
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc.				
Billets de premier rang en dollars US	4,6 %	2024 - 2053	14 636	12 060
Billets à moyen terme	4,5 %	2024 - 2064	8 598	8 223
Obligations liées à la durabilité	4,7 %	2032 - 2033	6 751	3 355
Billets à terme subordonnés à taux fixe-fixe ¹	7,5 %	2080 - 2084	7 156	3 596
Billets à terme subordonnés à taux fixe-variable ²	5,8 %	2077 - 2078	5 828	6 736
Billets à taux variable ³		2024	791	1 491
Billets non rachetables à taux fixe-variable	6,0 %	2026	923	—
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	4,7 %	2024 - 2028	3 177	7 984
Autres ⁴			17	15
Enbridge (U.S.) Inc.				
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	5,6 %	2025 - 2028	670	4 199
Autres ⁴			263	7
Enbridge Energy Partners, L.P.				
Billets de premier rang	6,5 %	2025 - 2045	3 231	3 320
Enbridge Gas Inc.				
Billets à moyen terme	4,2 %	2024 - 2053	10 185	9 535
Débtentures	9,1 %	2024 - 2025	210	210
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	5,2 %	2025	400	2 000
Autres ⁴			2	1
Enbridge Pipelines (Southern Lights) L.L.C.				
Billets de premier rang	4,0 %	2040	791	921
Pipelines Enbridge Inc.				
Billets à moyen terme ⁵	4,3 %	2024 - 2053	5 425	5 425
Débtentures	8,2 %	2024	200	200
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	5,4 %	2025	449	312
Autres ⁴			4	—
Enbridge Southern Lights LP				
Billets de premier rang	4,0 %	2040	214	222
Spectra Energy Capital, LLC				
Billets de premier rang	7,0 %	2032 - 2038	228	234
Algonquin Gas Transmission, LLC				
Billets de premier rang	3,3 %	2024 - 2029	1 121	1 152
East Tennessee Natural Gas, LLC				
Billets de premier rang	3,1 %	2024	251	258
Texas Eastern Transmission, LP				
Billets de premier rang	4,7 %	2028 - 2048	3 362	3 455
Spectra Energy Partners, LP				
Billets de premier rang	4,3 %	2024 - 2045	4 220	4 336
Tri Global Energy LLC				
Billets de premier rang			—	18
Blauracke GmbH ⁶				
Billets de premier rang	2,1 %	2032	521	—
Westcoast Energy Inc.				
Billets à moyen terme	4,9 %	2024 - 2041	1 225	1 225
Débtentures	8,1 %	2025 - 2026	275	275
Ajustement de juste valeur			514	608
Autres ⁷			(439)	(393)
Total de la dette ⁸			81 199	80 980
Partie à court terme			(6 084)	(6 045)
Emprunts à court terme ⁹			(400)	(1 996)
Dettes à long terme			74 715	72 939

¹ Pour les cinq ou dix premières années, les billets portent intérêt à un taux fixe. Par la suite, à chaque date de refixation des taux, le taux d'intérêt sera rajusté de manière à évaluer le taux des bons du Trésor des États-Unis à cinq ans ou le taux des obligations du Canada à cinq ans majoré d'une marge. Les billets seraient automatiquement convertis en actions privilégiées de conversion en cas de faillite et d'événements connexes.

- 2 Pour les cinq ou dix premières années, les billets portent intérêt à un taux fixe. Par la suite, le taux sera variable et égal au taux du Canadian Dollar Offered Rate ou au taux de financement à un jour garanti (le « taux SOFR ») majoré d'une marge. Les billets seraient automatiquement convertis en actions privilégiées de conversion en cas de faillite et d'événements connexes.
- 3 Les billets sont assortis d'un taux d'intérêt égal au taux SOFR majoré de 40 points de base et au taux SOFR majoré de 63 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 En novembre 2023, dans le cadre de l'acquisition d'une participation supplémentaire de 49 % dans ERII, nous avons pris en charge une dette de 524 M\$ (358 M€). Au 31 décembre 2023, des montants de 61 M\$ (42 M€) et de 460 M\$ (316 M€), respectivement, ont été comptabilisés aux postes « Partie à court terme de la dette à long terme » et « Dette à long terme » des états consolidés de la situation financière. Pour plus d'information au sujet de cette transaction, se reporter à la note 13 – Placements à long terme.
- 7 Essentiellement des escomptes, des primes et des frais d'émission de titres de créance non amortis.
- 8 2023 - 37 G\$, 33 G\$ US et 359 M€; 2022 - 38 G\$, 31 G\$ US et néant. 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.
- 9 Le taux d'intérêt moyen pondéré sur les billets de trésorerie en cours était de 5,2 % au 31 décembre 2023 (4,5 % en 2022).
- 10 Calculé d'après les soldes en cours au 31 décembre 2023 pour les billets à terme, les débentures, les billets de trésorerie et les prélèvements sur les facilités de crédit.

Au 31 décembre 2023, 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 2023.

	Échéance ¹	Total des facilités	Prélève- ments ²	Montant disponible
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc.	2024-2028	8 876	3 177	5 699
Enbridge (U.S.) Inc.	2025-2028	8 373	670	7 703
Pipelines Enbridge Inc.	2025	2 000	449	1 551
Enbridge Gas Inc.	2025	2 500	400	2 100
Total des facilités de crédit engagées		21 749	4 696	17 053

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.

En mars 2023, Enbridge Gas a augmenté sa facilité de crédit prorogeable de 364 jours pour la porter de 2,0 G\$ à 2,5 G\$, et le 21 juillet 2023, l'échéance de la facilité a été reportée à juillet 2025, ce qui comprend une option de conversion en emprunt à terme d'un an à compter de juillet 2024.

En juillet 2023, Pipelines Enbridge Inc. a reporté l'échéance de sa facilité de crédit prorogeable de 364 jours jusqu'en juillet 2025, ce qui comprend une option de conversion en emprunt à terme de un an à compter de juillet 2024.

En juillet 2023, nous avons renouvelé un montant d'environ 6,8 G\$ sur nos facilités de crédit prorogeables de 364 jours et reporté leur échéance jusqu'en juillet 2025, ce qui comprend une option de conversion en emprunt à terme de un an à compter de juillet 2024. Nous avons également renouvelé nos facilités de crédit d'une durée de cinq ans pour un montant d'environ 7,6 G\$ et reporté leur échéance jusqu'en juillet 2028. Enfin, nous avons renouvelé nos facilités de crédit d'une durée de trois ans et reporté leur échéance jusqu'en juillet 2026.

En septembre 2023, nous avons obtenu des engagements à l'égard d'une facilité de crédit-relais non garantie de premier rang de 9,4 G\$ US en soutien des acquisitions. L'engagement relatif à cette facilité a par la suite été réduit à néant au 31 décembre 2023 en raison de l'offre publique d'achat de 4,6 G\$ réalisée en septembre 2023, de l'émission de titres de créance à long terme subordonnés en septembre 2023 et de l'émission de billets à long terme de premier rang en novembre 2023.

Outre les facilités de crédit engagées susmentionnées, nous avons à notre disposition des facilités de lettres de crédit à vue non engagées de 1,1 G\$, sur lesquelles un montant de 572 M\$ était inutilisé au 31 décembre 2023. Au 31 décembre 2022, nous détenions des facilités de lettres de crédit à vue non engagées de 1,3 G\$, sur lesquelles un montant de 689 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 2024 à 2028.

Aux 31 décembre 2023 et 2022, 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 3,8 G\$ et de 10,5 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 2023, nous avons émis les titres de créance à long terme ci-après totalisant 8,5 G\$ US et 3,9 G\$.

Société	Date d'émission		Montant du capital
<i>(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)</i>			
Enbridge Inc.			
	Mars 2023	Billets de premier rang liés à la durabilité à 5,70 % échéant en mars 2033 ¹	2 300 \$ US
	Mars 2023	Billets de premier rang à 5,97 % échéant en mars 2026 ²	700 \$ US
	Mai 2023	Billets à moyen terme à 4,90 % échéant en mai 2028	600 \$
	Mai 2023	Billets à moyen terme liés à la durabilité à 5,36 % échéant en mai 2033 ³	400 \$
	Mai 2023	Billets à moyen terme à 5,76 % échéant en mai 2053	500 \$
	Septembre 2023	Billets subordonnés à taux fixe-fixe à 8,50 % échéant en janvier 2084 ⁴	1 250 \$ US
	Septembre 2023	Billets subordonnés à taux fixe-fixe à 8,25 % échéant en janvier 2084 ⁵	750 \$ US
	Septembre 2023	Billets subordonnés à taux fixe-fixe à 8,75 % échéant en janvier 2084 ⁶	700 \$
	Septembre 2023	Billets subordonnés à taux fixe-fixe à 8,50 % échéant en janvier 2084 ⁷	300 \$
	Novembre 2023	Billets de premier rang à 5,90 % échéant en novembre 2026	750 \$ US
	Novembre 2023	Billets de premier rang à 6,00 % échéant en novembre 2028	750 \$ US
	Novembre 2023	Billets de premier rang à 6,20 % échéant en novembre 2030	750 \$ US
	Novembre 2023	Billets de premier rang à 6,70 % échéant en novembre 2053	1 250 \$ US
Enbridge Gas Inc.			
	Octobre 2023	Billets à moyen terme à 5,46 % échéant en octobre 2028	250 \$
	Octobre 2023	Billets à moyen terme à 5,70 % échéant en octobre 2033	400 \$
	Octobre 2023	Billets à moyen terme à 5,67 % échéant en octobre 2053	350 \$
Pipelines Enbridge Inc.			
	Août 2023	Billets à moyen terme à 5,82 % échéant en août 2053	350 \$

¹ Les billets de premier rang liés à la durabilité sont assujettis à une cible de performance consistant en une réduction de 35 % de l'intensité des émissions par rapport aux niveaux de 2018 à une date d'observation déterminée, soit le 31 décembre 2030. Si cette cible n'est pas atteinte, le 8 septembre 2031, le taux d'intérêt sera rétabli de manière à correspondre à 5,70 % majoré de 50 points de base.

- 2 Nous avons l'option de racheter les billets à leur valeur nominale un an après leur émission. Se reporter à la note 23 – Gestion des risques et instruments financiers.
- 3 Les billets de premier rang liés à la durabilité sont assujettis à une cible de performance consistant en une réduction de 35 % de l'intensité des émissions par rapport aux niveaux de 2018 à une date d'observation déterminée, soit le 31 décembre 2030. Si cette cible n'est pas atteinte, le 26 novembre 2031, le taux d'intérêt sera rétabli de manière à correspondre à 5,36 % majoré de 50 points de base.
- 4 Pour les dix premières années, les billets sont assortis d'un taux d'intérêt fixe. À la dixième année, le taux d'intérêt sera rajusté de manière à évaluer le taux des bons du Trésor des États-Unis à cinq ans majoré de 4,43 %. Après la dixième année, le taux des bons du Trésor des États-Unis sera refixé tous les cinq ans. À la trentième année, le taux d'intérêt sera rajusté de manière à évaluer le taux des bons du Trésor des États-Unis à cinq ans majoré de 5,18 %.
- 5 Pour les cinq premières années, les billets portent intérêt à un taux fixe. À la cinquième année, le taux d'intérêt sera rajusté de manière à évaluer le taux des bons du Trésor des États-Unis à cinq ans majoré de 3,79 %. À la dixième année, le taux d'intérêt sera établi de manière à évaluer le taux des bons du Trésor des États-Unis à cinq ans majoré de 4,04 %. Après la dixième année, le taux des bons du Trésor des États-Unis sera refixé tous les cinq ans. À la vingt-cinquième année, le taux d'intérêt sera rajusté de manière à évaluer le taux des bons du Trésor des États-Unis à cinq ans majoré de 4,79 %.
- 6 Pour les dix premières années, les billets sont assortis d'un taux d'intérêt fixe. À la dixième année, le taux d'intérêt sera rajusté de manière à évaluer le taux des obligations du Canada à cinq ans majoré de 4,96 %. Après la dixième année, le taux des obligations du Canada sera rajusté tous les cinq ans. À la trentième année, le taux d'intérêt sera rajusté de manière à évaluer le taux des obligations du Canada à cinq ans majoré de 5,71 %.
- 7 Pour les cinq premières années, les billets portent intérêt à un taux fixe. À la cinquième année, le taux d'intérêt sera rajusté de manière à évaluer le taux des obligations du Canada à cinq ans majoré de 4,30 %. À la dixième année, le taux d'intérêt sera rajusté de manière à évaluer le taux des obligations du Canada à cinq ans majoré de 4,55 %. Après la dixième année, le taux des obligations du Canada sera rajusté tous les cinq ans. À la vingt-cinquième année, le taux d'intérêt sera rajusté de manière à évaluer le taux des obligations du Canada à cinq ans majoré de 5,30 %.

REMBOURSEMENT DE TITRES DE CRÉANCE À LONG TERME

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, nous avons remboursé les titres de créance à long terme ci-après totalisant 1,4 G\$ et 2,5 G\$ US.

Société	Date de remboursement		Montant du capital
<i>(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)</i>			
Enbridge Inc.			
	Janvier 2023	Billets à moyen terme à 3,94 %	275 \$
	Février 2023	Billets à taux variable ¹	500 \$ US
	Avril 2023	Billets subordonnés à taux fixe-variable à 6,38 % ²	600 \$ US
	Juin 2023	Billets à moyen terme à 3,94 %	450 \$
	Octobre 2023	Billets de premier rang à 4,00 %	800 \$ US
	Octobre 2023	Billets de premier rang à 0,55 %	500 \$ US
Enbridge Gas Inc.			
	Juillet 2023	Billets à moyen terme à 6,05 %	100 \$
	Juillet 2023	Billets à moyen terme à 3,79 %	250 \$
Enbridge Pipelines (Southern Lights) L.L.C.			
	Juin et décembre 2023	Billets de premier rang à 3,98 %	80 \$ US
Pipelines Enbridge Inc.			
	Août 2023	Billets à moyen terme à 3,79 %	250 \$
	Novembre 2023	Billets à moyen terme à 6,35 %	100 \$
Enbridge Southern Lights LP			
	Juin 2023	Billets de premier rang à 4,01 %	9 \$
Tri Global Energy, LLC			
	Janvier 2023	Billets de premier rang à 10,00 %	4 \$ US
	Janvier 2023	Billets de premier rang à 14,00 %	9 \$ US

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

² Nos billets rachetables d'une durée de cinq ans, dont la date d'échéance initiale était en avril 2078, ont été rachetés à leur valeur nominale.

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 2023, nous respectons toutes les dispositions et clauses relatives à notre dette.

ÉCHÉANCES ANNUELLES DES TITRES DE CRÉANCE

Au 31 décembre 2023, 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)							
Titres de créance – échéances annuelles ¹	80 438	6 067	6 405	5 630	3 377	5 307	53 652

¹ Comprend les débentures, 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.

CHARGE D'INTÉRÊTS

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
(en millions de dollars canadiens)			
Débentures et billets à terme	3 439	2 910	2 806
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	519	388	114
Amortissement de l'ajustement de la juste valeur	(45)	(45)	(50)
Intérêts capitalisés	(101)	(74)	(215)
	3 812	3 179	2 655

18. 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 1,5 % à 9,0 % pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022.

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

31 décembre	2023	2022
(en millions de dollars canadiens)		
Obligations au début de l'exercice	488	502
Passifs pris en charge	1	—
Passifs engagés	—	30
Passifs réglés	(23)	(126)
Changement d'estimation et autres	5	51
Écart de conversion	(6)	24
Charge de désactualisation	28	7
Obligations à la fin de l'exercice	493	488
Présentées comme suit :		
Autres passifs à court terme	136	83
Autres passifs à long terme	357	405
	493	488

19. 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	2023	2022
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Algonquin Gas Transmission, LLC	384	400
Enbridge Athabasca Midstream Investor Limited Partnership ¹	1 086	1 106
Maritimes & Northeast Pipeline, L.L.C	559	582
Actifs de production d'énergie renouvelable	885	1 302
Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership	111	117
Autres	4	4
	3 029	3 511

¹ Le 5 octobre 2022, nous avons conclu une transaction avec Aii dans le cadre de laquelle Aii a acquis une participation hors exploitation de 11,6 % dans certains actifs faisant partie de notre réseau régional de sables bitumineux. Se reporter à la note 8 – Acquisitions et cessions.

20. 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

	2023		2022		2021	
31 décembre	Nombre d'actions	Montant	Nombre d'actions	Montant	Nombre d'actions	Montant
<i>(en millions de dollars canadiens; nombre d'actions en millions)</i>						
Solde au début de l'exercice	2 025	64 760	2 026	64 799	2 026	64 768
Émission d'actions, déduction faite des frais d'émission	103	4 485	—	—	—	—
Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	—	3	2	53	—	31
Actions émises à l'acquisition d'UAR, déduction faite des impôts	—	12	—	—	—	—
Achats d'actions à leur valeur attribuée ¹	(3)	(80)	(3)	(88)	—	—
Autres	—	—	—	(4)	—	—
Solde à la fin de l'exercice	2 125	69 180	2 025	64 760	2 026	64 799

¹ Tient compte du rachat et de l'annulation d'actions ordinaires dans le cadre de notre offre de rachat dans le cours normal des activités.

ACTIONS PRIVILÉGIÉES

	2023		2022		2021	
31 décembre	Nombre d'actions	Montant	Nombre d'actions	Montant	Nombre d'actions	Montant
<i>(en millions de dollars canadiens; nombre d'actions en millions)</i>						
Actions privilégiées, série A	5	125	5	125	5	125
Actions privilégiées, série B	20	500	20	500	18	457
Actions privilégiées, série C ¹	—	—	—	—	2	43
Actions privilégiées, série D	18	450	18	450	18	450
Actions privilégiées, série F	18	454	20	500	20	500
Actions privilégiées, série G ²	2	46	—	—	—	—
Actions privilégiées, série H	12	291	14	350	14	350
Actions privilégiées, série I ³	2	59	—	—	—	—
Actions privilégiées, série J ⁴	—	—	—	—	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 ⁵	—	—	—	—	30	750
Actions privilégiées, série 19	20	500	20	500	20	500
Frais d'émission		(135)		(135)		(155)
Solde à la fin de l'exercice		6 818		6 818		7 747

1 Le 1^{er} juin 2022, toutes les actions privilégiées de série C en circulation avaient été converties en actions privilégiées de série B.

2 Le 1^{er} juin 2023, 1 827 695 actions privilégiées de série F en circulation ont été converties en actions privilégiées de série G.

3 Le 1^{er} septembre 2023, 2 350 602 actions privilégiées de série H en circulation ont été converties en actions privilégiées de série I.

4 Le 1^{er} juin 2022, nous avons racheté nos actions privilégiées rachetables à dividende cumulatif de série J en circulation d'un montant de 200 M\$ US.

5 Le 1^{er} mars 2022, nous avons procédé au rachat de nos actions privilégiées rachetables au taux minimal révisé et à dividende cumulatif de série 17 en circulation d'un montant de 750 M\$.

Les caractéristiques de nos actions privilégiées en circulation 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	5,20 %	1,30052 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2027	Série C
Actions privilégiées, série D ⁵	5,41 %	1,35300 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2028	Série E
Actions privilégiées, série F ⁶	5,54 %	1,38452 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2028	Série G
Actions privilégiées, série G ⁷	6,96 %	1,90704 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2028	Série F
Actions privilégiées, série H ⁸	6,11 %	1,52800 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2028	Série I
Actions privilégiées, série I ⁹	7,19 %	1,81004 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2028	Série H
Actions privilégiées, série L	5,86 %	1,46448 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} septembre 2027	Série M
Actions privilégiées, série N ¹⁰	6,70 %	1,67400 \$	25 \$	1 ^{er} décembre 2028	Série O
Actions privilégiées, série P	4,38 %	1,09476 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2024	Série Q
Actions privilégiées, série R	4,07 %	1,01825 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2024	Série S
Actions privilégiées, série 1 ¹¹	6,70 %	1,67592 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} juin 2028	Série 2
Actions privilégiées, série 3	3,74 %	0,93425 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2024	Série 4
Actions privilégiées, série 5	5,38 %	1,34383 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} mars 2024	Série 6
Actions privilégiées, série 7	4,45 %	1,11224 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2024	Série 8
Actions privilégiées, série 9	4,10 %	1,02424 \$	25 \$	1 ^{er} décembre 2024	Série 10
Actions privilégiées, série 11	3,94 %	0,98452 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2025	Série 12
Actions privilégiées, série 13	3,04 %	0,76076 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2025	Série 14
Actions privilégiées, série 15	2,98 %	0,74576 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2025	Série 16
Actions privilégiées, série 19 ¹²	6,21 %	1,55300 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2028	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, 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 séries G et I comportent une caractéristique selon laquelle le taux de dividende est refixé chaque trimestre. Les actions privilégiées 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 4,90 %. Aucune autre série d'actions privilégiées ne comporte une telle caractéristique.
- 2 Les actions privilégiées de série A peuvent être rachetées en tout temps à notre gré. 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 par action.
- 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) 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 trois mois + 3,2 % (série M), 3,1 % (série 2) ou 2,8 % (série 6).
- 5 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série D a augmenté, passant de 0,27875 \$ à 0,33825 \$ le 1^{er} mars 2023, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1^{er} mars 2023.
- 6 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série F a augmenté, passant de 0,29306 \$ à 0,34613 \$ le 1^{er} juin 2023, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1^{er} juin 2023.
- 7 Le 1^{er} juin 2023, 1 827 695 actions privilégiées de série F en circulation ont été converties en actions privilégiées de série G. Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série G a augmenté, passant de 0,47245 \$ à 0,47676 \$ le 1^{er} décembre 2023, en raison de la refixation du taux de dividende chaque trimestre.
- 8 Le dividende trimestriel par action versé sur les actions privilégiées de série H a augmenté, passant de 0,27350 \$ à 0,38200 \$ le 1^{er} septembre 2023, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1^{er} septembre 2023.
- 9 Le 1^{er} septembre 2023, 2 350 602 actions privilégiées de série H en circulation ont été converties en actions privilégiées de série I. Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série I a augmenté, passant de 0,44814 \$ à 0,45251 \$ le 1^{er} décembre 2023, en raison de la refixation du taux de dividende chaque trimestre après la date d'émission.
- 10 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série N a augmenté, passant de 0,31788 \$ à 0,41850 \$ le 1^{er} décembre 2023, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1^{er} décembre 2023.
- 11 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série 1 a augmenté, passant de 0,37182 \$ US à 0,41898 \$ US le 1^{er} juin 2023, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1^{er} juin 2023.
- 12 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série 19 a augmenté, passant de 0,30625 \$ à 0,38825 \$ le 1^{er} mars 2023, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1^{er} mars 2023.

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.

21. RÉGIMES D'OPTIONS SUR ACTIONS ET D'UNITÉS D'ACTIONS

Nous offrons trois principaux types d'instruments dans le cadre de notre régime de rémunération incitative à long terme (le « régime »), soit les OAAI, les UAFR et les UAR. La charge de rémunération à base d'actions comptabilisée pour les exercices clos les 31 décembre 2023, 2022 et 2021 a respectivement totalisé 154 M\$, 260 M\$ et 157 M\$. Le nombre d'actions ordinaires autorisées à des fins d'attributions réglées en actions dans le cadre du régime s'est établi à 181 millions aux 31 décembre 2023, 2022 et 2021.

OPTIONS D'ACHAT D'ACTIONS INCITATIVES

Nous attribuons à certains employés 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.

		Prix d'exercice moyen pondéré	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années)	Valeur intrinsèque totale
31 décembre 2023	Nombre			
<i>(nombre d'options en milliers; prix d'exercice moyen pondéré en dollars canadiens; valeur intrinsèque en millions de dollars canadiens)</i>				
Options en cours au début de l'exercice	27 624	48,46		
Options attribuées	3 053	53,11		
Options exercées ¹	(648)	45,70		
Options annulées ou échues	(1 300)	53,84		
Options en cours à la fin de l'exercice	28 729	50,79	5,3	45
Options acquises à la fin de l'exercice ²	20 235	50,64	4,1	36

¹ La valeur intrinsèque totale des OAAI exercées au cours des exercices clos les 31 décembre 2023, 2022 et 2021 s'est respectivement élevée à 2 M\$, à 66 M\$ et à 24 M\$, et la trésorerie reçue à l'exercice d'options a respectivement atteint néant, 3 M\$ et 2 M\$.

² La juste valeur totale des OAAI acquises au cours des exercices clos les 31 décembre 2023, 2022 et 2021 s'est respectivement élevée à 20 M\$, à 21 M\$ et à 25 M\$.

Les hypothèses moyennes pondérées qui ont servi à établir la juste valeur des OAAI attribuées au moyen du modèle de Black-Scholes-Merton sont présentées dans le tableau suivant.

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Juste valeur, par option (en dollars canadiens) ¹	6,05	5,07	4,10
Hypothèses servant à l'évaluation			
Durée prévue des options (en années) ²	6	6	6
Volatilité prévue ³	22,2 %	21,9 %	25,5 %
Taux de rendement prévu de l'action ⁴	6,7 %	6,5 %	7,6 %
Taux d'intérêt sans risque ⁵	3,5 %	1,8 %	0,7 %

1 Les options attribuées aux employés 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 2023, 2022 et 2021, la juste valeur par option s'est établie respectivement à 5,38 \$, à 4,78 \$ et à 3,91 \$ pour les employés au Canada et à 5,23 \$ US, à 4,62 \$ US et à 3,65 \$ US pour les employés 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 employés 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 2023, 2022 et 2021 s'est établie, respectivement, à 18 M\$, à 15 M\$ et à 16 M\$. Au 31 décembre 2023, la charge de rémunération non comptabilisée relative aux droits encore non 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

Les UAFR sont attribuées à certains employés jouant un rôle clé sous forme d'attributions au comptant 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 2,0, 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 à un groupe de sociétés précis et selon nos flux de trésorerie distribuables par action, ajustés pour tenir compte de facteurs inhabituels, peu fréquents ou hors exploitation, par rapport aux cibles établies au moment de l'attribution. Depuis le début de 2023, le coefficient de rendement comprend également une composante fondée sur la réduction des gaz à effet de serre. Pour calculer la charge de l'exercice 2023, un coefficient a été utilisé pour déterminer les attributions aux termes du régime UAFR, soit 1,0 pour les UAFR de 2023, 1,25 pour les UAFR de 2022 et 1,25 pour les UAFR de 2021.

	Nombre	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années)	Valeur intrinsèque totale
31 décembre 2023			
(nombre d'unités en milliers; valeur intrinsèque en millions de dollars canadiens)			
Unités en circulation au début de l'exercice	3 249		
Unités attribuées	2 128		
Unités annulées	(214)		
Unités arrivées à échéance ¹	(2 218)		
Réinvestissement de dividendes	235		
Unités en circulation à la fin de l'exercice	3 180	1,1	175

1 Le montant total payé pour les exercices clos les 31 décembre 2023, 2022 et 2021 au titre des UAFR s'est élevé, respectivement, à 123 M\$, à 90 M\$ et à 70 M\$.

La charge de rémunération inscrite au titre des UAFR pour les exercices clos les 31 décembre 2023, 2022 et 2021 s'est établie, respectivement, à 59 M\$, à 169 M\$ et à 56 M\$. Au 31 décembre 2023, la charge de rémunération non comptabilisée liée aux UAFR non encore acquises s'établissait à 54 M\$. Cette charge devrait être entièrement comptabilisée sur une période moyenne pondérée d'une durée estimative de deux ans.

UNITÉS D' ACTIONS RESTREINTES

Nos employés peuvent également se voir accorder des UAR réglées en trésorerie ou en actions. Les UAR réglées en trésorerie sont versées à certains de employés jouant un rôle clé et deviennent acquises en tranches égales au premier, au deuxième et au troisième anniversaires de la date d'attribution. Les attributions réglées en actions sont remises à des membres de la haute direction non dirigeants et elles deviennent acquises au terme d'une période de trois ans. Depuis 2023, des unités réglées en actions échéant au premier, au deuxième et au troisième anniversaires de leur date d'attribution sont attribuées à des employés ne faisant pas partie de la haute direction. Les détenteurs d'UAR reçoivent un montant en espèces ou des actions correspondant au cours moyen pondéré des actions d'Enbridge pendant les 20 jours précédant l'échéance de l'attribution, multiplié par le nombre d'unités en circulation à la date d'échéance.

	Nombre	Juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution ²	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années)	Valeur intrinsèque totale
31 décembre 2023				
<i>(nombre d'unités en milliers; valeur intrinsèque en millions de dollars canadiens)</i>				
Unités en circulation au début de l'exercice	3 565	49,64		
Unités attribuées	1 373	52,05		
Unités annulées	(246)	52,06		
Unités arrivées à échéance ¹	(1 401)	51,05		
Réinvestissement de dividendes	280	50,88		
Unités en circulation à la fin de l'exercice	3 571	50,69	0,9	172

¹ Le montant total payé au cours des exercices clos les 31 décembre 2023, 2022 et 2021 au titre des UAR s'est élevé, respectivement, à 56 M\$, à 32 M\$ et à 72 M\$.

² La juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution ne comprend pas les unités réglées en espèces.

La charge de rémunération inscrite à l'égard des UAR pour les exercices clos les 31 décembre 2023, 2022 et 2021 s'est établie, respectivement, à 77 M\$, à 76 M\$ et à 85 M\$. Au 31 décembre 2023, la charge de rémunération non comptabilisée relative à l'attribution d'UAR encore non acquises s'établissait à 60 M\$. Cette charge devrait être intégralement comptabilisée sur une période moyenne pondérée d'environ deux ans.

22. 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 2023, 2022 et 2021 :

	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 2023	121	(35)	(1 137)	4 348	5	218	3 520
Autres éléments du résultat global conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	232	62	409	(1 695)	6	(158)	(1 144)
Autres éléments du résultat global reclassés dans le bénéfice							
Contrats de taux d'intérêt ¹	28	—	—	—	—	—	28
Contrats de change ²	—	(47)	—	—	—	—	(47)
Amortissement du gain actuariel au titre des prestations de retraite et des ACR ³	—	—	—	—	—	(24)	(24)
	260	15	409	(1 695)	6	(182)	(1 187)
Incidence fiscale							
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	(47)	(14)	—	—	—	28	(33)
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice	(14)	11	—	—	—	6	3
	(61)	(3)	—	—	—	34	(30)
Solde au 31 décembre 2023	320	(23)	(728)	2 653	11	70	2 303

	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 2022	(897)	—	(166)	56	(5)	(84)	(1 096)
Autres éléments du résultat global conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	1 125	(35)	(971)	4 292	(6)	411	4 816
Autres éléments du résultat global reclassés dans le bénéfice							
Contrats de taux d'intérêt ¹	186	—	—	—	—	—	186
Contrats de change ²	(4)	—	—	—	—	—	(4)
Autres contrats ⁴	4	—	—	—	—	—	4
Amortissement du gain actuariel au titre des prestations de retraite et des ACR ³	—	—	—	—	—	(14)	(14)
Autres	—	—	—	—	16	—	16
	1 311	(35)	(971)	4 292	10	397	5 004
Incidence fiscale							
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	(250)	—	—	—	—	(99)	(349)
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice	(43)	—	—	—	—	4	(39)
	(293)	—	—	—	—	(95)	(388)
Solde au 31 décembre 2022	121	(35)	(1 137)	4 348	5	218	3 520

	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 ⁵	1	—	—	—	—	—	1
Contrats de change ²	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 ³	—	—	—	—	—	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)

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

2 Montant comptabilisé au poste « Transport et autres services » dans les produits et au poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats.

3 Ces composantes sont comprises dans le calcul des (crédits) coûts nets relatifs aux prestations et sont comptabilisées au poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats.

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

5 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.

23. 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 dérivés 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.

Il n'y a aucun risque de change inhérent au cadre de l'ETC selon l'ETRP. Par conséquent, notre programme de couverture du risque de change lié au réseau principal au Canada n'est plus nécessaire, et les dérivés connexes ont été résiliés au cours du premier trimestre de 2023, ce qui a donné lieu à une perte réalisée de 638 M\$.

Risque de taux d'intérêt

Notre bénéfice, nos flux de trésorerie et les autres éléments de notre résultat global 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 de créance à taux fixe et à taux variable pour garder les titres de créance à taux variable consolidés dans la fourchette établie dans la politique approuvée par le conseil d'administration, à savoir, des titres de créance 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 de couverture 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-fixe et de tunnels à prime zéro. Ces swaps portent intérêt à un taux fixe moyen de 4,1 %.

Le 8 mars 2023, nous avons émis des billets à taux fixe de trois ans de 700 M\$ US qui nous confèrent un droit de rachat à la valeur nominale au terme de la première année. Un swap à taux fixe-variable résiliable correspondant a été exécuté; il donne à la contrepartie au swap le droit similaire d'annuler le swap au terme de la première année. Ce swap est assorti d'un taux fixe de 6,0 %.

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 fixe 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 les émissions de titres de créance prévues au moyen de swaps taux variable-taux fixe au taux moyen de 3,5 %.

Risque lié au prix des marchandises

Notre bénéfice, nos flux de trésorerie et les autres éléments de notre résultat global 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 en raison 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 UAR. Nous utilisons une combinaison d'instruments dérivés admissibles et non admissibles pour gérer le risque sur le cours des actions.

TOTAL DES INSTRUMENTS DÉRIVÉS

Nous avons généralement pour politique de conclure des contrats distincts de l'International Swaps and Derivatives Association, Inc. (« ISDA ») 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 la valeur comptable de nos instruments dérivés et les postes des états consolidés de la situation financière où ils sont comptabilisés ainsi que le montant maximal du règlement qui pourrait être reçu advenant les circonstances particulières décrites ci-dessus. Tous les chiffres sont présentés en montants bruts dans les états consolidés de la situation financière.

	Instruments dérivés utilisés comme couvertures de flux de trésorerie	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 2023						
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Autres actifs à court terme						
Contrats de change	—	41	98	139	(32)	107
Contrats de taux d'intérêt	31	—	34	65	(32)	33
Contrats sur marchandises	—	—	418	418	(270)	148
Autres contrats	—	—	1	1	(1)	—
	31	41	551	623	(335)	288
Montants reportés et autres actifs						
Contrats de change	—	16	319	335	(122)	213
Contrats de taux d'intérêt	51	—	2	53	(21)	32
Contrats sur marchandises	—	—	75	75	(41)	34
	51	16	396	463	(184)	279
Autres passifs à court terme						
Contrats de change	—	(44)	(84)	(128)	32	(96)
Contrats de taux d'intérêt	(183)	—	(3)	(186)	32	(154)
Contrats sur marchandises	(11)	—	(412)	(423)	270	(153)
Autres contrats	—	—	(1)	(1)	1	—
	(194)	(44)	(500)	(738)	335	(403)
Autres passifs à long terme						
Contrats de change	—	(17)	(481)	(498)	122	(376)
Contrats de taux d'intérêt	(3)	—	(85)	(88)	21	(67)
Contrats sur marchandises	(7)	—	(159)	(166)	41	(125)
	(10)	(17)	(725)	(752)	184	(568)
Total des passifs dérivés, montant net						
Contrats de change	—	(4)	(148)	(152)	—	(152)
Contrats de taux d'intérêt	(104)	—	(52)	(156)	—	(156)
Contrats sur marchandises	(18)	—	(78)	(96)	—	(96)
Autres contrats	—	—	—	—	—	—
	(122)	(4)	(278)	(404)	—	(404)

31 décembre 2022	Instruments dérivés utilisés comme couvertures de flux de trésorerie	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>						
Autres actifs à court terme						
Contrats de change	—	—	46	46	(41)	5
Contrats de taux d'intérêt	649	—	11	660	—	660
Contrats sur marchandises	—	—	302	302	(182)	120
Autres contrats	—	—	7	7	—	7
	649	—	366	1 015	(223)	792
Montants reportés et autres actifs						
Contrats de change	—	156	153	309	(138)	171
Contrats de taux d'intérêt	254	—	—	254	—	254
Contrats sur marchandises	—	—	61	61	(25)	36
Autres contrats	1	—	2	3	—	3
	255	156	216	627	(163)	464
Autres passifs à court terme						
Contrats de change	—	(42)	(524)	(566)	41	(525)
Contrats sur marchandises	(48)	—	(284)	(332)	182	(150)
	(48)	(42)	(808)	(898)	223	(675)
Autres passifs à long terme						
Contrats de change	—	—	(1 116)	(1 116)	138	(978)
Contrats de taux d'intérêt	(3)	—	(1)	(4)	—	(4)
Contrats sur marchandises	(37)	—	(133)	(170)	25	(145)
	(40)	—	(1 250)	(1 290)	163	(1 127)
Total des actifs (passifs) dérivés, montant net						
Contrats de change	—	114	(1 441)	(1 327)	—	(1 327)
Contrats de taux d'intérêt	900	—	10	910	—	910
Contrats sur marchandises	(85)	—	(54)	(139)	—	(139)
Autres contrats	1	—	9	10	—	10
	816	114	(1 476)	(546)	—	(546)

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

Aux 31 décembre	2023					2022		
	2024	2025	2026	2027	2028	Par la suite	Total	Total
Contrats de change – contrats à terme en dollars américains – achat (en millions de dollars américains)	1 360	500	—	—	—	—	1 860	2 155
Contrats de change – contrats à terme en dollars américains – vente (en millions de dollars américains)	6 582	5 327	4 697	4 091	3 162	888	24 747	27 610
Contrats de change – contrats à terme en livres sterling – vente (en millions de livres sterling)	30	30	28	32	—	—	120	149
Contrats de change – contrats à terme en euros – vente (en millions d'euros)	141	126	121	81	67	195	731	697
Contrats de change – contrats à terme en yens – achat (en millions de yens)	—	84 800	—	—	—	—	84 800	84 800
Contrats de taux d'intérêt – taux fixe à payer à court terme (en millions de dollars canadiens)	5 903	1 881	1 122	74	25	13	9 018	9 356
Contrats de taux d'intérêt – taux fixe à recevoir sur la dette à court terme (en millions de dollars canadiens)	918	923	174	—	—	—	2 015	—
Contrats de taux d'intérêt – taux fixe à payer à long terme (en millions de dollars canadiens) ¹	4 582	580	—	—	—	—	5 162	7 851
Contrats de taux d'intérêt – tunnel à prime zéro (en millions de dollars canadiens)	—	1 098	41	—	—	—	1 139	—
Contrats sur actions (en millions de dollars canadiens)	34	13	—	—	—	—	47	80
Contrats sur marchandises – gaz naturel (en milliards de pieds cubes)	31	32	13	10	—	—	86	93
Contrats sur marchandises – pétrole brut (en millions de barils)	6	—	—	—	—	—	6	16
Contrats sur marchandises – électricité (en mégawattheures (« MWh »))	49	(14)	(26)	(53)	(57)	(30)	(22) ²	(14) ²

¹ Correspond au montant nominal des émissions de titres de créance à long terme couverts.

² La colonne « Total » correspond à la moyenne des achats nets (ventes nettes) d'électricité.

Dérivés désignés comme couverture de juste valeur

Le tableau ci-dessous présente les instruments dérivés de change qui sont conçus et admissibles comme couvertures de juste valeur, le gain ou la perte réalisé ou latent sur le dérivé étant inscrit au poste « Autres produits (charges) » et au poste « Charge d'intérêts » aux états consolidés des résultats. La perte ou le gain compensatoire sur l'élément couvert attribuable au risque couvert est inscrit au poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats. Toute composante exclue est comptabilisée aux états consolidés du résultat global.

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022
(en millions de dollars canadiens)		
Gain (perte) latent sur dérivé	(132)	262
Gain (perte) latent sur élément couvert	131	(254)
Perte réalisée sur dérivé	(47)	(110)
Gain réalisé sur élément couvert	—	85

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 de juste valeur sur notre résultat net et notre résultat global consolidés.

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
(en millions de dollars canadiens)			
Montant des gains (pertes) latents comptabilisés dans les autres éléments du résultat global			
Couvertures de flux de trésorerie			
Contrats de change	—	3	(29)
Contrats de taux d'intérêt	201	1 151	252
Contrats sur marchandises	68	(53)	(28)
Autres contrats	(2)	(4)	1
Couvertures de juste valeur			
Contrats de change	15	(35)	(5)
	282	1 062	191
Montant des pertes reclassées du cumul des autres éléments du résultat global au bénéfice			
Contrats de change ¹	—	13	5
Contrats de taux d'intérêt ²	28	186	296
Contrats sur marchandises ³	—	—	1
Autres contrats ³	—	4	2
	28	203	304

1 Comptabilisés au poste « Transport et autres services » dans les produits et au poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats.

2 Comptabilisés au poste « Charge d'intérêts » aux états consolidés des résultats.

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

Nous estimons qu'une perte de 18 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 2023, la durée maximale des couvertures de flux de trésorerie était de 2 ans pour toutes les opérations qui étaient prévues.

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	2023	2022	2021
(en millions de dollars canadiens)			
Contrats de change ¹	1 292	(1 344)	92
Contrats de taux d'intérêt ²	(63)	10	2
Contrats sur marchandises ³	(41)	50	71
Autres contrats ⁴	(8)	4	8
Total des gains (pertes) latents liés à la variation de la juste valeur des dérivés, montant net	1 180	(1 280)	173

1 Pour les exercices indiqués, comptabilisés au poste « Transport et autres services » dans les produits (gain de 645 M\$ en 2023; perte de 238 M\$ en 2022; gain de 98 M\$ en 2021) et au poste « Autres produits (charges) » (gain de 647 M\$ en 2023; perte de 1 106 M\$ en 2022; perte de 6 M\$ en 2021) aux états consolidés des résultats.

2 Comptabilisé comme une augmentation imputée au poste « Charge d'intérêts » aux états consolidés des résultats.

3 Pour les exercices indiqués, comptabilisés au poste « Transport et autres services » dans les produits (perte de 35 M\$ en 2023; gains de 13 M\$ en 2022; gain de 9 M\$ en 2021), au poste « Ventes de marchandises » (gain de 153 M\$ en 2023; gain de 89 M\$ en 2022; gain de 160 M\$ en 2021), au poste « Coûts des marchandises » (perte de 94 M\$ en 2023; perte de 102 M\$ en 2022; perte de 105 M\$ en 2021) et au poste « Exploitation et administration » dans les charges (perte de 65 M\$ en 2023; gain de 50 M\$ en 2022; gain de 7 M\$ en 2021) aux états consolidés des résultats.

4 Comptabilisé 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 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 la dette à long terme, qui comprend des débentures et des billets à moyen terme. Notre prospectus préalable de base maintenu auprès des autorités en valeurs mobilières 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 2023. 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. Nous avons également identifié d'autres options de financement par emprunt ou par capitaux propres, notamment la réactivation de notre régime de réinvestissement des dividendes et de rachat d'actions ou l'émission d'actions au cours du marché.

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	2023	2022
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Institutions financières au Canada	457	644
Institutions financières aux États-Unis	252	277
Institutions financières en Europe	107	334
Institutions financières en Asie	121	224
Autres ¹	125	105
	1 062	1 584

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 2023, nous n'avons fourni aucune lettre de crédit tenant lieu de garantie en trésorerie à nos contreparties aux termes de contrats de l'ISDA. Nous ne détenons aucune garantie en trésorerie à l'égard d'expositions à des actifs dérivés aux 31 décembre 2023 et 2022.

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 cette entreprise de services publics compte une clientèle nombreuse et diversifiée, et qu'elle peut recouvrer un montant estimatif des pertes de crédit attendues 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 utilisons une matrice qui 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, afin d'évaluer les pertes de crédit attendues sur la durée de vie des créances. 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 et d'autres instruments financiers. 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 financiers 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 instruments financiers 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 instrument financier, 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, de bons du Trésor canadiens et des États-Unis, de placements dans des fonds d'actions négociés en bourse détenus par nos filiales qui sont des sociétés d'assurance captives ainsi que de placements à long terme soumis à restrictions dans des fonds négociés en bourse détenus en fiducie conformément aux exigences réglementaires de la Régie en vertu de l'ICQF.

Niveau 2

Le niveau 2 comprend des évaluations d'instruments financiers établies au moyen de données directement ou indirectement observables, sauf les prix cotés inclus dans le niveau 1. Les instruments financiers 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 de l'instrument financier. Les dérivés évalués au moyen des données de niveau 2 comprennent les dérivés cotés hors bourse comme les contrats de change à terme de gré à gré et les swaps de devises, les swaps de taux d'intérêt, les contrats à terme sur marchandises avec livraison physique, ainsi que des swaps et des options de marchandises pour lesquels il est possible d'obtenir des données observables.

Nous avons également classé la juste valeur de notre dette à long terme, celle des placements dans des titres de créance détenus par nos filiales qui sont des sociétés d'assurance captives et celle des placements à long terme soumis à restrictions dans des obligations du gouvernement du Canada détenus en fiducie conformément aux exigences réglementaires de la Régie en vertu de l'ICQF dans le niveau 2. 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. Dans la mesure du possible, la juste valeur de nos placements à long terme soumis à restrictions est fondée sur les prix cotés sur le marché pour des instruments semblables et, dans le cas contraire, sur les prix cotés par les courtiers.

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 et de swaps d'électricité et d'énergie, ainsi que 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.

Juste valeur des instruments dérivés

Nous avons classé nos actifs et passifs dérivés évalués à la juste valeur comme suit :

				Total brut des instruments dérivés
31 décembre 2023	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Actifs financiers				
Actifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	139	—	139
Contrats de taux d'intérêt	—	65	—	65
Contrats sur marchandises	142	103	173	418
Autres contrats	—	1	—	1
	142	308	173	623
Actifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	335	—	335
Contrats de taux d'intérêt	—	53	—	53
Contrats sur marchandises	—	24	51	75
	—	412	51	463
Passifs financiers				
Passifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	(128)	—	(128)
Contrats de taux d'intérêt	—	(186)	—	(186)
Contrats sur marchandises	(136)	(76)	(211)	(423)
Autres contrats	—	(1)	—	(1)
	(136)	(391)	(211)	(738)
Passifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	(498)	—	(498)
Contrats de taux d'intérêt	—	(88)	—	(88)
Contrats sur marchandises	—	(22)	(144)	(166)
	—	(608)	(144)	(752)
Total des actifs (passifs) financiers, montant net				
Contrats de change	—	(152)	—	(152)
Contrats de taux d'intérêt	—	(156)	—	(156)
Contrats sur marchandises	6	29	(131)	(96)
Autres contrats	—	—	—	—
	6	(279)	(131)	(404)

31 décembre 2022	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	—	46	—	46
Contrats de taux d'intérêt	—	660	—	660
Contrats sur marchandises	65	90	147	302
Autres contrats	—	7	—	7
	65	803	147	1 015
Actifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	309	—	309
Contrats de taux d'intérêt	—	254	—	254
Contrats sur marchandises	—	17	44	61
Autres contrats	—	3	—	3
	—	583	44	627
Passifs financiers				
Passifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	(566)	—	(566)
Contrats sur marchandises	(60)	(77)	(195)	(332)
	(60)	(643)	(195)	(898)
Passifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	(1 116)	—	(1 116)
Contrats de taux d'intérêt	—	(4)	—	(4)
Contrats sur marchandises	—	(38)	(132)	(170)
	—	(1 158)	(132)	(1 290)
Total des actifs (passifs) financiers, montant net				
Contrats de change	—	(1 327)	—	(1 327)
Contrats de taux d'intérêt	—	910	—	910
Contrats sur marchandises	5	(8)	(136)	(139)
Autres contrats	—	10	—	10
	5	(415)	(136)	(546)

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 2023	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	(6)	Prix à terme du gaz	2,66	8,29	3,78	dollars par MBTU ²
Pétrole brut	(7)	Prix à terme du brut	69,01	92,76	80,35	dollars par baril
Électricité	(87)	Prix à terme de l'électricité	29,75	145,24	59,21	dollars par MWh
Contrats sur marchandises – avec livraison physique¹						
Gaz naturel	14	Prix à terme du gaz	0,86	11,85	3,42	dollars par MBTU ²
Pétrole brut	(7)	Prix à terme du brut	64,51	98,11	82,85	dollars par baril
Électricité	(38)	Prix à terme de l'électricité	18,20	164,84	58,46	dollars par MWh
	(131)					

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 principales données non observables qui ont servi à l'évaluation de la juste valeur des instruments dérivés de niveau 3 comprennent les prix à terme des marchandises. Des variations des prix à terme des marchandises pourraient faire fortement varier les justes valeurs de nos instruments dérivés du niveau 3.

Les variations de la juste valeur nette des actifs et passifs dérivés classés au niveau 3 dans la hiérarchie des justes valeurs ont été comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Montant net des passifs dérivés de niveau 3 au début de l'exercice	(136)	(108)
Total des gains (pertes) latents		
Compris dans le résultat ¹	(48)	6
Compris dans les autres éléments du résultat global	67	(54)
Règlements	(14)	20
Montant net des passifs dérivés de niveau 3 à la fin de l'exercice	(131)	(136)

¹ Comptabilisé 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 2023 et 2022.

Couvertures d'investissement net

Nous avons désigné une partie de notre dette libellée en dollars américains en tant que couverture d'investissement net pour les investissements et les filiales libellés en dollars américains.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022, nous avons constaté dans les autres éléments du résultat global, respectivement, un gain de change latent de 645 M\$ et une perte de change latente de 954 M\$ à la conversion de la dette libellée en dollars américains. Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022, nous n'avons constaté aucun gain de change latent ni aucune perte de change latente sur la variation de la juste valeur de nos contrats de change à terme en vigueur dans les autres éléments du résultat global. Aucun gain réalisé ni aucune perte réalisée relativement au règlement de contrats de change à terme n'a été comptabilisé dans les autres éléments du résultat global pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022. Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022, nous avons constaté dans les autres éléments du résultat global des pertes réalisées de 236 M\$ et de 21 M\$, respectivement, relativement au règlement de la dette libellée en dollars américains arrivée à échéance durant la période.

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 173 M\$ et 102 M\$, respectivement, aux 31 décembre 2023 et 2022.

Nous détenons entièrement des filiales qui sont des sociétés d'assurance captives dont l'activité principale consiste à offrir des protections d'assurance et de réassurance pour certains biens assurables et l'exposition à divers risques liés à l'exploitation de nos filiales et de certains satellites. Au 31 décembre 2023, la juste valeur de nos placements dans des fonds d'actions et des titres de créance détenus par nos filiales qui sont des sociétés d'assurance captives s'élevait respectivement à 287 M\$ et à 284 M\$ (respectivement 335 M\$ et 298 M\$ au 31 décembre 2022). Le coût de nos placements dans des titres de créance s'établissait à 279 M\$ au 31 décembre 2023 (295 M\$ au 31 décembre 2022). Ces placements dans des fonds d'actions et des titres de créance sont comptabilisés à leur juste valeur, classés respectivement au niveau 1 et au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs et comptabilisés respectivement aux postes « Autres actifs à court terme » et « Placements à long terme » aux états consolidés de la situation financière. Nous avons comptabilisé des gains de détention latents de 34 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (pertes de 26 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022).

Aux 31 décembre 2023 et 2022, la valeur comptable de notre dette à long terme était respectivement de 81,2 G\$ et de 79,3 G\$, avant les frais d'émission de la dette, et sa juste valeur était respectivement de 78,1 G\$ et de 73,5 G\$. Nous avons également des billets à recevoir à long terme constatés à leur valeur comptable au poste « Montants reportés et autres actifs » des états consolidés de la situation financière. Aux 31 décembre 2023 et 2022, les billets à recevoir à long terme avaient une valeur comptable respective de 53 M\$ et de 752 M\$, ce qui avoisine leur juste valeur.

Aux 31 décembre 2023 et 2022, nous avons des placements d'une juste valeur de 717 M\$ et de 593 M\$, respectivement, compris au poste « Placements à long terme soumis à restrictions » aux états consolidés de la situation financière. Ces titres sont classés dans les placements disponibles à la vente et sont considérés comme de la trésorerie soumise à restrictions puisqu'il s'agit de fonds perçus auprès des clients et conservés en fiducie aux fins du financement de la cessation d'exploitation de pipelines, conformément aux exigences réglementaires de la Régie.

Nous avons des placements à long terme soumis à restrictions détenus en fiducie totalisant respectivement 263 M\$ et 236 M\$ aux 31 décembre 2023 et 2022, qui sont classés au niveau 1 dans la hiérarchie des justes valeurs. Nous avons également des placements à long terme soumis à restrictions détenus en fiducie totalisant respectivement 454 M\$ (coût de 486 M\$) et 357 M\$ (coût de 437 M\$) aux 31 décembre 2023 et 2022, qui sont classés au niveau 2 dans la hiérarchie des justes valeurs. Nous avons comptabilisé, à l'égard de ces placements, des gains de détention latents de 51 M\$ et des pertes de détention latentes de 122 M\$, respectivement, pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022. Au poste « Autres passifs à long terme », aux 31 décembre 2023 et 2022, nous avons constaté des coûts futurs de cessation d'exploitation estimatifs respectifs de 745 M\$ et de 610 M\$ se rapportant à l'ICQF (note 7).

La juste valeur des actifs et passifs financiers, exception faite des instruments dérivés, de certains placements à long terme dans d'autres entités, des placements à long terme soumis à restrictions, des placements détenus par nos filiales qui sont des sociétés d'assurance captives, de la dette à long terme et des billets à recevoir à long terme décrits ci-dessus, avoisine leur valeur comptable étant donné la courte période à courir jusqu'à l'échéance.

24. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

RAPPROCHEMENT DES TAUX D'IMPOSITION

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
Bénéfice avant impôts	7 879	4 542	7 729
Taux d'imposition réglementaire fédéral du Canada	15 %	15 %	15 %
Impôts prévus au taux réglementaire fédéral	1 182	681	1 159
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :			
Impôts des provinces et des États sur les bénéfices ¹	411	108	228
Écarts des taux réglementaires et des taux d'imposition à l'étranger ²	187	295	134
Incidences du traitement comptable s'appliquant aux activités à tarifs réglementés ³	(106)	(122)	(139)
Radiation de reports réglementaires ^{3, 4}	115	—	—
Impôt de la Partie VI.1, après déduction de l'impôt fédéral de la Partie I ^{3, 5}	66	76	73
Impôt minimal des États-Unis ⁶	100	107	—
Partie non imposable du gain à la vente d'un placement ^{3, 7}	—	—	(23)
Provision pour moins-value ³	(12)	6	5
Perte de valeur comptable liée à la partie non déductible de l'écart d'acquisition ^{3, 8}	—	370	—
Participations ne donnant pas le contrôle ^{3, 9}	19	9	(17)
Crédits fiscaux pour la production et l'investissement	(47)	—	—
Autres ³	(94)	74	(5)
Charge d'impôts	1 821	1 604	1 415
Taux d'imposition effectif	23,1 %	35,3 %	18,3 %

1 La variation des taux d'imposition provinciaux et étatiques de 2022 à 2023 tient compte de la diminution du bénéfice au Canada et des modifications apportées à l'imputation d'impôts étatiques, ces facteurs étant annulés en partie par la diminution du bénéfice aux États-Unis, compte non tenu de la perte de valeur liée à la partie non déductible de l'écart d'acquisition en 2022. Se reporter à la note 15 – Écart d'acquisition.

2 La variation des écarts des taux réglementaires et des taux d'imposition à l'étranger de 2022 à 2023 tient compte de la diminution du bénéfice aux États-Unis, compte non tenu de la perte de valeur liée à la partie non déductible de l'écart d'acquisition en 2022. Se reporter à la note 15 – Écart d'acquisition.

3 La composante de ces éléments qui représente l'impôt d'une province ou d'un État est comprise au poste « Impôts des provinces et des États sur les bénéfices » du tableau ci-dessus.

4 Le montant pour 2023 tient compte de l'incidence sur l'impôt fédéral de la décomptabilisation du traitement comptable s'appliquant aux activités réglementées du pipeline Southern Lights Canada et de certains tronçons du réseau principal au Canada, notamment la canalisation 9 et le projet L3R. Pour plus de détails à ce sujet, se reporter à la note 7 – Questions de nature réglementaire.

5 L'impôt de 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 Le montant pour 2022 tient compte de l'incidence au fédéral de la perte de valeur liée à la partie non déductible de l'écart d'acquisition attribuable au secteur Transport de gaz et services intermédiaires. Se reporter à la note 15 – Écart d'acquisition.

9 Ce montant tient compte de l'incidence sur l'impôt fédéral de la perte de valeur de Chapman Ranch comptabilisée en 2023 et de la perte de valeur de Magic Valley comptabilisée en 2022 attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle. Se reporter à la note 11 – Immobilisations corporelles.

COMPOSANTES DU BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS ET DES IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices			
Canada	2 233	583	3 399
États-Unis	4 620	2 865	3 336
Autres	1 026	1 094	994
	7 879	4 542	7 729
Impôts exigibles			
Canada	100	360	162
États-Unis	191	201	80
Autres	110	86	82
	401	647	324
Impôts reportés			
Canada	456	(358)	344
États-Unis	974	1 309	741
Autres	(10)	6	6
	1 420	957	1 091
Charge d'impôts	1 821	1 604	1 415

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	2023	2022
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Passifs d'impôts reportés		
Immobilisations corporelles	(9 202)	(9 096)
Placements	(7 765)	(7 099)
Actifs réglementaires	(1 338)	(1 291)
Autres	(52)	(46)
Total des passifs d'impôts reportés	(18 357)	(17 532)
Actifs d'impôts reportés		
Instruments financiers	271	456
Pertes reportables vers l'avant	1 745	2 259
Autres	1 798	1 723
Total des actifs d'impôts reportés	3 814	4 438
Moins la provision pour moins-value	(147)	(215)
Total des actifs d'impôts reportés, montant net	3 667	4 223
Passifs d'impôts reportés, montant net	(14 690)	(13 309)
Montants présentés comme suit :		
Total des actifs d'impôts reportés	341	472
Total des passifs d'impôts reportés	(15 031)	(13 781)
Passifs d'impôts reportés, montant net	(14 690)	(13 309)

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 2023, nous avons comptabilisé une économie au titre des pertes fiscales reportables vers l'avant inutilisées au Canada de 1,3 G\$ (2,1 G\$ en 2022), qui commencent à expirer à compter de 2030.

Au 31 décembre 2023, nous avons comptabilisé une économie au titre des pertes fiscales reportables vers l'avant inutilisées aux États-Unis de 6,4 G\$ (8,1 G\$ en 2022). Des pertes fiscales reportables vers l'avant inutilisées de 0,1 G\$ (0,2 G\$ en 2022) commencent à expirer en 2024, et des pertes fiscales reportables vers l'avant inutilisées de 6,3 G\$ (7,9 G\$ en 2022) 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 6,6 G\$ et à 8,0 G\$ aux 31 décembre 2023 et 2022. 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 s'applique 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 au Québec). Nous pouvons encore être soumis à un examen par les autorités fiscales canadiennes pour les années d'imposition 2016 à 2023 et par les autorités fiscales américaines pour les années d'imposition 2020 à 2023. Pour l'heure, nous faisons l'objet d'un examen fiscal au Canada pour les années d'imposition 2017 à 2020. 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	2023	2022
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	55	76
Diminutions brutes des positions fiscales de l'exercice antérieur	(2)	(17)
Variation des taux de change	(1)	1
Expiration du délai de prescription	(7)	(5)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	45	55

Si elles étaient comptabilisées, les économies d'impôts non comptabilisées au 31 décembre 2023 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 2023 et 2022 correspondent à une charge de 1 M\$ pour chacun de ces exercices. Aux 31 décembre 2023 et 2022, des intérêts et des pénalités à payer totalisant respectivement 14 M\$ et 13 M\$ ont été comptabilisés.

25. PRESTATIONS DE RETRAITE ET AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

RÉGIMES DE RETRAITE

Nous offrons à presque tous nos employés au Canada et aux États-Unis des régimes de retraite enregistrés à prestations déterminées et à cotisations déterminées contributifs et non contributifs. Les régimes de retraite canadiens offrent à nos employés canadiens des régimes à prestations déterminées et à cotisations déterminées. Les régimes de retraite américains offrent un régime de retraite à prestations déterminées à l'intention des employés américains. Nous avons 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 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 :

	Canada		États-Unis	
31 décembre	2023	2022	2023	2022
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Variation de l'obligation au titre des prestations projetées				
Obligation au titre des prestations projetées au début de l'exercice	3 630	4 600	1 029	1 184
Coût des services	81	131	40	43
Coût financier	184	127	47	24
Cotisations des participants	31	29	—	—
(Gains) pertes actuariels ¹	359	(1 069)	31	(201)
Prestations versées	(193)	(187)	(76)	(94)
Incidence de la fluctuation des taux de change	—	—	(29)	77
Autres	—	(1)	(6)	(4)
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice ²	4 092	3 630	1 036	1 029
Variation des actifs des régimes				
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	4 234	4 536	1 080	1 160
Rendement (perte) réel des actifs des régimes	427	(235)	78	(64)
Cotisations versées par l'employeur	27	91	5	4
Cotisations des participants	31	29	—	—
Prestations versées	(193)	(187)	(76)	(94)
Incidence de la fluctuation des taux de change	—	—	(29)	78
Autres	2	—	(6)	(4)
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice ³	4 528	4 234	1 052	1 080
Situation de surcapitalisation à la fin de l'exercice	436	604	16	51
Montants présentés comme suit :				
Montants reportés et autres actifs	636	764	116	141
Autres passifs à court terme	(8)	(9)	(5)	(5)
Autres passifs à long terme	(192)	(151)	(95)	(85)
	436	604	16	51

1 Attribuable essentiellement à la baisse du taux d'actualisation servant au calcul des obligations au titre des prestations déterminées (en 2022, attribuable essentiellement à la hausse du taux d'actualisation servant au calcul des obligations au titre des prestations déterminées).

2 L'obligation au titre des prestations constituées de nos régimes de retraite canadiens s'est établie, respectivement, à 3,8 G\$ et à 3,4 G\$ aux 31 décembre 2023 et 2022. L'obligation au titre des prestations constituées de nos régimes de retraite américains s'est établie à 1,0 G\$ aux 31 décembre 2023 et 2022.

3 Des actifs de 14 M\$ (10 M\$ en 2022) et de 62 M\$ (58 M\$ en 2022) relatifs à nos obligations au titre de nos régimes de retraite supplémentaires non enregistrés canadiens et américains sont détenus dans des fiducies cédantes et des fiducies rabbi (Grantor Trusts et Rabbi Trusts) qui, conformément à la réglementation fiscale fédérale, ne sont pas protégées des créanciers. Ces actifs sont engagés pour le règlement futur des obligations au titre des prestations prises en compte dans la situation de sous-capitalisation à la fin de l'exercice, mais sont exclus des actifs des régimes aux fins comptables.

Certains de nos régimes de retraite ont 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 :

	Canada		États-Unis	
31 décembre	2023	2022	2023	2022
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Obligation au titre des prestations constituées	394	360	99	89
Juste valeur des actifs des régimes	243	218	—	—

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	
	2023	2022	2023	2022
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Obligation au titre des prestations projetées	416	377	99	90
Juste valeur des actifs des régimes	243	218	—	—

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	
	2023	2022	2023	2022
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
(Gains) pertes actuariels nets	51	(64)	74	40
Coût des services passés	—	—	1	1
Montant total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global ¹	51	(64)	75	41

¹ Ne comprend pas les montants liés aux écarts de conversion cumulatifs.

(Crédit) coût net des prestations et autres montants comptabilisés dans les autres éléments du résultat global

Les composantes du (crédit) 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		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Coût des services	81	131	139	40	43	44
Coût financier ¹	184	127	101	47	24	17
Rendement prévu des actifs des régimes ¹	(271)	(295)	(252)	(77)	(85)	(73)
Amortissement/règlement des (gains) pertes actuariels nets ¹	—	8	54	(4)	—	11
Amortissement/réduction des crédits pour les services passés ¹	—	—	—	—	(2)	—
(Crédit) coût net relatif aux prestations	(6)	(29)	42	6	(20)	(1)
Coût au titre des régimes à cotisations déterminées	12	10	7	—	—	—
(Crédit) coût net des prestations comptabilisé en résultat	6	(19)	49	6	(20)	(1)
Montant comptabilisé dans les autres éléments du résultat global :						
Amortissement/règlement des (gains) pertes actuariels nets	—	(2)	(25)	4	—	(11)
Amortissement/réduction des crédits pour les services passés	—	—	—	—	2	—
(Gains) pertes actuarielles nettes pour l'exercice	115	(288)	(291)	30	(52)	(99)
Montant total comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	115	(290)	(316)	34	(50)	(110)
Montant total comptabilisé dans le résultat global	121	(309)	(267)	40	(70)	(111)

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		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Obligations au titre des prestations projetées						
Taux d'actualisation	4,6 %	5,1 %	3,2 %	4,7 %	4,9 %	2,6 %
Taux d'augmentation des salaires	3,0 %	2,9 %	2,9 %	2,6 %	2,8 %	2,8 %
Taux d'intérêt créditeur des soldes en trésorerie	S. O.	S. O.	S. O.	4,5 %	4,3 %	4,3 %
Coût net des prestations						
Taux d'actualisation	5,3 %	3,2 %	2,6 %	4,9 %	2,6 %	2,2 %
Taux de rendement des actifs des régimes	6,5 %	6,6 %	6,2 %	7,4 %	7,4 %	7,3 %
Taux d'augmentation des salaires	2,9 %	2,9 %	2,3 %	2,8 %	2,8 %	2,7 %
Taux d'intérêt créditeur des soldes en trésorerie	S. O.	S. O.	S. O.	4,3 %	4,3 %	4,3 %

RÉGIMES D'AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Nous offrons des régimes d'ACR capitalisés et non capitalisés qui comprennent une garantie supplémentaire d'assurance-maladie et d'assurance soins dentaires, une assurance-vie de même que des comptes gestion-santé offerts aux employés 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.

	Canada		États-Unis	
31 décembre	2023	2022	2023	2022
<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	211	274	136	173
Coût des services	3	4	1	1
Coût financier	11	7	6	3
Cotisations des participants	—	—	5	6
(Gains) pertes actuariels nets ¹	13	(66)	4	(37)
Prestations versées	(10)	(8)	(20)	(21)
Variation des taux de change	—	—	(3)	11
Obligation cumulée au titre des ACR à la fin de l'exercice	228	211	129	136
Variation des actifs des régimes				
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	—	—	185	201
Rendement (perte) réel des actifs des régimes	—	—	14	(21)
Cotisations de l'employeur	10	8	7	7
Cotisations des participants	—	—	5	6
Prestations versées	(10)	(8)	(20)	(21)
Variation des taux de change	—	—	(4)	13
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	—	—	187	185
Situation de surcapitalisation (sous-capitalisation) à la fin de l'exercice	(228)	(211)	58	49
Montants présentés comme suit :				
Montants reportés et autres actifs	—	—	73	75
Autres passifs à court terme	(12)	(12)	—	—
Autres passifs à long terme	(216)	(199)	(15)	(26)
	(228)	(211)	58	49

¹ Attribuable essentiellement à la baisse du taux d'actualisation servant au calcul des obligations au titre des prestations déterminées (en 2022, attribuable essentiellement à la hausse du taux d'actualisation servant au calcul des obligations au titre des prestations déterminées).

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 :

	Canada		États-Unis	
31 décembre	2023	2022	2023	2022
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Obligation au titre des prestations constituées	228	211	78	76
Juste valeur des actifs des régimes	—	—	63	50

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 :

	Canada		États-Unis	
31 décembre	2023	2022	2023	2022
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Gains actuariels nets	(82)	(101)	(96)	(102)
Crédits pour services passés	(1)	(1)	(22)	(30)
Montant total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global ¹	(83)	(102)	(118)	(132)

¹ Ne comprend pas les montants liés aux écarts de conversion cumulatifs.

(Crédit) coût net des prestations et autres montants comptabilisés dans les autres éléments du résultat global

Les composantes du (crédit) 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 (en millions de dollars canadiens)	Canada			États-Unis		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Coût des services	3	4	6	1	1	1
Coût financier ¹	11	7	7	6	3	3
Rendement prévu des actifs des régimes ¹	—	—	—	(11)	(12)	(10)
Amortissement/règlement des gains actuariels nets ¹	(6)	(1)	—	(6)	(6)	(1)
Amortissement/réduction des crédits pour services passés ¹	—	—	—	(8)	(7)	(7)
(Crédit) coût net relatif aux prestations comptabilisé en résultat	8	10	13	(18)	(21)	(14)
Montant comptabilisé dans les autres éléments du résultat global :						
Amortissement/règlement des gains actuariels nets	6	1	—	6	6	1
Amortissement/réduction des crédits pour services passés	—	—	—	8	7	7
(Gains) pertes actuariels nets pour l'exercice	13	(67)	(50)	—	(4)	(80)
Montant total comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	19	(66)	(50)	14	9	(72)
Montant total comptabilisé dans le résultat global	27	(56)	(37)	(4)	(12)	(86)

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

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		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Obligations cumulées au titre des ACR						
Taux d'actualisation	4,6 %	5,3 %	3,2 %	4,7 %	4,9 %	2,4 %
Coût net des prestations						
Taux d'actualisation	5,3 %	3,2 %	2,6 %	4,9 %	2,4 %	2,0 %
Taux de rendement des actifs des régimes	S. O.	S. O.	S. O.	5,9 %	6,0 %	6,0 %

Taux tendanciels hypothétiques du coût des soins de santé

Les taux hypothétiques pour le prochain exercice qui ont été retenus aux fins de l'évaluation du coût prévu des prestations sont les suivants :

	Canada		États-Unis ¹	
	2023	2022	2023	2022
Taux tendanciels hypothétiques du coût des soins de santé pour le prochain exercice	4,0 %	4,0 %	4,7 %	4,7 %
Taux auquel le taux tendanciel du coût est présumé diminuer (taux tendanciel final)	4,0 %	4,0 %	3,3 %	3,3 %
Exercice au cours duquel le taux tendanciel final sera atteint	S. O.	S. O.	2022 – 2045	2021 – 2045

¹ Par ailleurs, dans le cadre du compte de remboursement de soins de santé d'Enbridge Employee Services, Inc., le coût des soins de santé augmentera de 5,0 % tous les trois ans.

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	
		2023	2022		2023	2022
Titres de participation	46,0 %	41,4 %	38,2 %	45,0 %	39,5 %	38,3 %
Titres à revenu fixe	23,2 %	29,6 %	31,7 %	20,0 %	19,4 %	20,5 %
Placements non traditionnels ¹	30,8 %	29,0 %	30,1 %	35,0 %	41,1 %	41,2 %

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 2023								
Trésorerie et équivalents de trésorerie	227	—	—	227	8	—	—	8
Titres de participation ⁴								
Titres canadiens	—	3	—	3	—	—	—	—
Titres mondiaux	—	1 871	—	1 871	—	416	—	416
Titres à revenu fixe ⁴								
Titres gouvernementaux	—	446	—	446	—	46	—	46
Titres de sociétés	—	667	—	667	—	149	—	149
Placements non traditionnels ⁵	—	—	1 290	1 290	—	—	433	433
Contrats de change à terme	—	24	—	24	—	—	—	—
Total de l'actif des régimes de retraite à la juste valeur	227	3 011	1 290	4 528	8	611	433	1 052
31 décembre 2022								
Trésorerie et équivalents de trésorerie	272	—	—	272	13	—	—	13
Titres de participation ⁴								
Titres canadiens	—	355	—	355	—	—	—	—
Titres mondiaux	—	1 263	—	1 263	—	414	—	414
Titres à revenu fixe ⁴								
Titres gouvernementaux	201	435	—	636	—	87	—	87
Titres de sociétés	—	433	—	433	—	121	—	121
Placements non traditionnels ⁵	—	—	1 291	1 291	—	—	445	445
Contrats de change à terme	—	(16)	—	(16)	—	—	—	—
Total de l'actif des régimes de retraite à la juste valeur	473	2 470	1 291	4 234	13	622	445	1 080

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 actifs des régimes de retraite comprennent des titres de participation et des titres à revenu fixe d'un montant de 61 M\$ (32 M\$ en 2022) détenus auprès d'apparentés.

5 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 :

	Canada		États-Unis	
	2023	2022	2023	2022
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
31 décembre				
Solde au début de l'exercice	1 291	1 064	445	337
Gains (pertes) réalisés et latents	(41)	155	(12)	78
Acquisitions et règlements, montant net	40	72	—	30
Solde à la fin de l'exercice	1 290	1 291	433	445

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 2023				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3	—	—	3
Titres de participation				
Titres américains	—	36	—	36
Titres mondiaux	—	62	—	62
Titres à revenu fixe				
Titres gouvernementaux	42	3	—	45
Titres de sociétés	—	12	—	12
Placements non traditionnels ⁴	—	—	29	29
Total de l'actif des ACR à la juste valeur	45	113	29	187
31 décembre 2022				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2	—	—	2
Titres de participation				
Titres américains	—	34	—	34
Titres mondiaux	—	62	—	62
Titres à revenu fixe				
Titres gouvernementaux	46	5	—	51
Titres de sociétés	—	8	—	8
Placements non traditionnels ⁴	—	—	28	28
Total de l'actif des ACR à la juste valeur	48	109	28	185

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	2023	2022
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Solde au début de l'exercice	28	22
Gains réalisés et latents	1	4
Acquisitions et règlements, montant net	—	2
Solde à la fin de l'exercice	29	28

PAIEMENTS PRÉVUS AU TITRE DES PRESTATIONS

Exercices clos les 31 décembre	2024	2025	2026	2027	2028	2029-2033
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Régimes de retraite						
Canada	207	213	219	224	230	1 234
États-Unis	87	87	87	86	81	393
ACR						
Canada	13	13	13	13	13	70
États-Unis	16	15	14	13	12	49

COTISATIONS DE L'EMPLOYEUR PRÉVUES

En 2024, nous prévoyons cotiser environ 18 M\$ et 5 M\$, respectivement, aux régimes de retraite canadiens et américains, et 13 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 impôts versées par l'employé, jusqu'à concurrence de 6,0 % du salaire admissible par période de paie. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, le coût des cotisations de contrepartie de l'employeur avant impôts s'établissait à 33 M\$ (30 M\$ pour 2022 et 27 M\$ pour 2021).

26. 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 2023, la durée restante de ces contrats de location-exploitation s'échelonnait de 1 mois à 35 ans.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023, 2022 et 2021, nous avons engagé des charges au titre de contrats de location-exploitation de 131 M\$, de 118 M\$ et de 95 M\$, respectivement. Ces charges sont comptabilisées au poste « Exploitation et administration » aux états consolidés des résultats.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023, 2022 et 2021, les paiements locatifs au titre de contrats de location-exploitation visant à régler une obligation locative se sont établis à 129 M\$, à 123 M\$ et à 118 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 2023	31 décembre 2022
<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	669	680
Passifs à court terme au titre de contrats de location-exploitation ³	98	87
Passifs à long terme au titre de contrats de location-exploitation ³	652	677
Total des passifs au titre de contrats de location-exploitation	750	764
Contrats de location-financement		
Actifs au titre de droits d'utilisation aux termes de contrats de location-financement, montant net ⁴	287	62
Passifs à court terme au titre de contrats de location-financement ⁵	19	17
Passifs à long terme au titre de contrats de location-financement ⁵	264	39
Total des passifs au titre de contrats de location-financement	283	56
Durée restante moyenne pondérée		
Contrats de location-exploitation	12 ans	12 ans
Contrats de location-financement	31 ans	5 ans
Taux d'actualisation moyen pondéré		
Contrats de location-exploitation	4,5 %	4,2 %
Contrats de location-financement	5,7 %	4,4 %

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 2023 s'établissaient respectivement à 42 M\$ (47 M\$ au 31 décembre 2022), à 5 M\$ (5 M\$ au 31 décembre 2022) et à 38 M\$ (43 M\$ au 31 décembre 2022).

2 Les actifs au titre de droits d'utilisation relatifs aux contrats de location-exploitation sont inclus au poste « Montants reportés et autres actifs » des états consolidés de la situation financière.

3 Les passifs à court terme et à long terme au titre de contrats de location-exploitation sont inclus aux postes « Autres passifs à court terme » et « Autres passifs à long terme », respectivement, aux états consolidés de la situation financière.

4 Les actifs au titre de droits d'utilisation relatifs aux contrats de location-financement sont inclus au poste « Immobilisations corporelles, montant net » aux états consolidés de la situation financière.

5 Les passifs à court terme et à long terme au titre de contrats de location-financement sont inclus au poste « Partie à court terme de la dette à long terme » et « Dette à long terme » aux états consolidés de la situation financière.

Au 31 décembre 2023, 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>		
2024	130	31
2025	120	25
2026	106	25
2027	96	18
2028	75	18
Par la suite	459	502
Total des paiements locatifs non actualisés	986	619
Moins les intérêts implicites	(236)	(336)
Total	750	283

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 2023, la durée restante de ces contrats de location-exploitation s'échelonnait de 3 mois à 28 ans.

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Produits tirés des contrats de location-exploitation	241	266	263
Produits locatifs variables	299	321	333
Total des produits locatifs ¹	540	587	596

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 2023 :

	Contrats de location-exploitation
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
2024	225
2025	206
2026	201
2027	199
2028	201
Par la suite	1 612
Total des paiements locatifs futurs	2 644

27. AUTRES PRODUITS (CHARGES)

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Gain (perte) sur cessions	15	(12)	319
Gain (perte) de change réalisé	(129)	92	126
Gain (perte) de change latent	821	(1 094)	160
Crédit au titre des prestations déterminées et des ACR	135	239	150
Autres	382	186	224
	1 224	(589)	979

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

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Comptes clients et produits non facturés	1 125	(572)	(1 030)
Autres actifs à court terme	1 278	(395)	(198)
Montants à recevoir de sociétés affiliées	18	17	(38)
Stocks	763	(599)	(118)
Montants reportés et autres actifs	23	1	(195)
Comptes fournisseurs et charges à payer	(1 542)	585	652
Autres passifs à court terme	339	515	(565)
Montants à payer à des sociétés affiliées	(66)	16	52
Intérêts à payer	199	58	43
Autres passifs à long terme	174	362	(69)
	2 311	(12)	(1 466)

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, ce qui correspond au 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	2023	2022	2021
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Transport et autres services	169	185	237
Ventes de marchandises	—	51	20
Exploitation et administration ¹	598	503	380
Coût des marchandises ²	63	778	790
Coûts liés à la distribution de gaz	140	136	131

¹ Pour les exercices clos les 31 décembre 2023, 2022 et 2021, nos charges d'exploitation et d'administration attribuables au réseau de pétrole brut Seaway se sont établies respectivement à 605 M\$, à 495 M\$ et à 389 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.

² Pour les exercices clos les 31 décembre 2023, 2022 et 2021, les coûts des marchandises d'Aux Sable Canada LP se sont établis respectivement à 2 M\$, à 571 M\$ et à 447 M\$.

BILLETS À LONG TERME À RECEVOIR DE SOCIÉTÉS AFFILIÉES

Au 31 décembre 2023, les montants à recevoir de sociétés affiliées comprenaient une série de billets totalisant 54 M\$ (752 M\$ en 2022). Cette variation du solde est essentiellement attribuable aux billets à recevoir d'ERII qui, depuis novembre 2023, sont éliminés à la consolidation. Pour plus d'information au sujet de la transaction visant des installations éoliennes extracôtières, se reporter à la section Autres transactions touchant nos satellites de la note 13 - Placements à long terme. Les montants à recevoir de sociétés affiliées restants, qui sont assortis de paiements d'intérêts trimestriels ou semestriels, portent intérêt à des taux annuels variant entre 4 % et 8 %. Le produit d'intérêt comptabilisé relativement à ces derniers a totalisé 21 M\$, 30 M\$ et 39 M\$, respectivement, pour les exercices clos les 31 décembre 2023, 2022 et 2021. Les montants à recevoir de sociétés affiliées sont inclus au poste « Montants reportés et autres actifs » aux états consolidés de la situation financière.

30. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

ENGAGEMENTS

Au 31 décembre 2023, nous avons les engagements suivants :

	Total	Moins de 1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans	Par la suite
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Achat de services, de canalisations, d'autres matériaux, y compris du matériel de transport ¹	11 018	4 193	1 421	1 206	1 039	996	2 163
Contrats d'entretien ²	473	51	52	52	53	34	231
Engagements relatifs aux droits de passage ³	1 328	44	45	45	45	45	1 104
Total	12 819	4 288	1 518	1 303	1 137	1 075	3 498

¹ Comprend les engagements en capital et les engagements d'exploitation. Se compose essentiellement de paiements de capacité ferme nous permettant d'avoir un accès ferme ininterrompu aux contrats de transport et de stockage de gaz naturel et de pétrole brut; obligations contractuelles d'acheter des quantités physiques de gaz naturel; engagements d'achat d'électricité.

² Se composent essentiellement de contrats de services d'entretien pour nos actifs d'énergie éolienne et solaire.

³ Nos obligations au titre de nos droits de passage consistent essentiellement en des contrats non locatifs qui existaient au moment de l'adoption de la norme Topic 842 portant sur les contrats de location, moment auquel nous avons choisi d'appliquer une mesure de simplification nous permettant de maintenir le traitement historique.

QUESTIONS RELATIVES À L'ENVIRONNEMENT

Nous sommes assujettis à diverses lois fédérales, provinciales ou étatiques 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 appropriés en matière d'environnement afin de réduire au minimum l'éventuel impact environnemental de nos activités. S'il nous était impossible de recouvrer auprès des assurances ou de toute partie responsable le paiement de passifs environnementaux, nous serions tenus de payer les coûts découlant d'incidents environnementaux associés à nos activités d'exploitation.

AUX SABLE

La poursuite intentée contre Aux Sable par une contrepartie à une convention d'approvisionnement en LGN dont nous avons fait mention antérieurement a fait l'objet d'un règlement et a été abandonnée au quatrième trimestre de 2023. Une provision a été comptabilisée relativement à cette poursuite au troisième trimestre de 2023.

AUTRES LITIGES

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

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.

ASSURANCE

Nous souscrivons une police d'assurance qui nous couvre ainsi que nos filiales et certaines de nos sociétés affiliées afin d'atténuer une certaine partie de nos risques. Cependant, les risques découlant de nos activités ne sont pas tous assurables ou sont assurés par nous en raison de la disponibilité, des primes élevées et pour diverses autres raisons. Nous assurons nous-mêmes une part importante de certains risques par le biais de nos filiales qui sont des sociétés d'assurance captives entièrement détenues, ce qui nécessite l'utilisation de certaines hypothèses et le recours au jugement de la direction au sujet de la fréquence et de la gravité des sinistres, de l'évolution des sinistres et des pratiques de règlement ainsi que de la sélection de pertes estimées déterminées au moyen de diverses méthodes. Nos garanties d'assurance sont également assujetties à des modalités, à des exclusions et à des franchises importantes ou à des montants autoassurés qui peuvent réduire ou éliminer la garantie dans certaines circonstances. Nos polices d'assurance sont généralement renouvelées chaque année et, selon des facteurs comme les conditions du marché, les primes, les modalités, les limites de la police ou les franchises peuvent varier considérablement. Nous ne pouvons pas garantir que nous serons en mesure de maintenir une assurance adéquate à l'avenir à des taux ou à d'autres conditions que nous jugeons raisonnables sur le plan commercial. Dans ce cas, nous pouvons décider d'assurer nous-mêmes les risques supplémentaires.

Dans l'éventualité peu probable qu'il se produise plusieurs sinistres assurables qui dépassent la protection maximale 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.

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 fausse ou trompeuse relativement aux impôts occasionnant une perte pour l'acheteur ou à l'égard de certains autres passifs d'impôts liés à ces actifs.

La probabilité que nous ayons à nous acquitter des obligations en vertu de ces garanties et indemnisations dépend principalement de l'exploitation future de diverses filiales, des entités émettrices et des tiers ou de l'occurrence de certains événements futurs. Nous ne sommes pas en mesure de déterminer de manière raisonnable les montants maximaux totaux que nous pourrions devoir payer à de tierces parties et à des sociétés affiliées en vertu d'ententes comme celles susmentionnées. Par contre, par le passé, nous n'avons versé aucun montant important à titre de garantie ou d'indemnités. Bien que ces ententes prévoient des limites quant à l'ampleur des risques potentiels ou à la durée des obligations de garantie ou d'indemnisation, certaines circonstances font en sorte que le montant et la durée ne comportent aucune limite. Au 31 décembre 2023, les garanties et indemnisations n'avaient pas eu d'incidence significative sur notre situation financière ou l'évolution de celle-ci, notre bénéfice, notre liquidité, nos dépenses en immobilisations ou nos ressources en capital, et il est raisonnable de croire qu'elles n'en auront pas.

32. INFORMATION FINANCIÈRE TRIMESTRIELLE (NON AUDITÉ)

	T1	T2	T3	T4	Total
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>					
2023					
Produits d'exploitation	12 075	10 432	9 844	11 298	43 649
Bénéfice d'exploitation	2 662	2 350	1 794	1 845	8 651
Bénéfice	1 866	2 001	623	1 568	6 058
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	1 817	1 935	621	1 818	6 191
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	1 733	1 848	532	1 726	5 839
Résultat par action ordinaire					
De base	0,86	0,91	0,26	0,81	2,84
Dilué	0,85	0,91	0,26	0,81	2,84
2022					
Produits d'exploitation	15 097	13 215	11 573	13 424	53 309
Bénéfice (perte) d'exploitation	2 420	1 520	1 778	(540)	5 178
Bénéfice (perte)	2 057	607	1 383	(1 109)	2 938
Bénéfice (perte) attribuable aux participations donnant le contrôle	2 029	595	1 362	(983)	3 003
Bénéfice (perte) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	1 927	450	1 279	(1 067)	2 589
Résultat par action ordinaire					
De base	0,95	0,22	0,63	(0,53)	1,28
Dilué	0,95	0,22	0,63	(0,53)	1,28

33. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA CLÔTURE

Acquisition des installations de GNR

Le 2 janvier 2024, par l'intermédiaire d'une filiale américaine entièrement détenue, nous avons fait l'acquisition des six premières installations de Morrow Renewables permettant la production de gaz naturel renouvelable à partir de sites d'enfouissement situées au Texas et en Arkansas pour une contrepartie totalisant 1,4 G\$ (1,1 G\$ US), dont une tranche de 0,5 G\$ (0,4 G\$ US) a été payée à la clôture de la transaction et une tranche de 0,9 G\$ (0,7 G\$ US) est payable dans un délai de deux ans (l'« acquisition des installations de GNR »). La contrepartie totale pour les sept installations s'élève à 1,6 G\$ (1,2 G\$ US). Les actifs acquis permettront de faire progresser notre stratégie de réduction des émissions de carbone.

Nous comptabiliserons l'acquisition des installations de GNR au moyen de la méthode de l'acquisition prescrite par l'ASC 805 *Business Combinations*. Les actifs acquis et les passifs repris seront comptabilisés à leur juste valeur estimative à la date de l'acquisition, et tout montant résiduel sera affecté à l'écart d'acquisition. La date de l'acquisition étant proche de la date de publication de nos états financiers consolidés annuels, nous n'avons pas encore effectué la comptabilisation initiale de l'acquisition des installations de GNR. La répartition préliminaire du prix d'achat sera publiée au premier trimestre de 2024, une fois que les évaluations des actifs et des passifs seront disponibles.

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 2023, 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 2023 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 2023.

L'efficacité de notre contrôle interne à l'égard de l'information financière a été auditée en date du 31 décembre 2023 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 2023.

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

Au cours du trimestre clos le 31 décembre 2023, 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 4 janvier 2023, la TSX a approuvé notre offre de rachat antérieure, qui est entrée en vigueur le 6 janvier 2023 et a pris fin le 5 janvier 2024. Notre offre de rachat antérieure nous a permis de racheter, aux fins d'annulation, un maximum de 27 938 163 actions ordinaires d'Enbridge en circulation pour un montant total maximal de 1,5 G\$ par l'entremise de la TSX, de la Bourse de New York et d'autres bourses ou systèmes de négociation parallèles admissibles.

MÉTHODES DE NÉGOCIATION DES DIRIGEANTS ET ADMINISTRATEURS

Certains de nos dirigeants et administrateurs ont choisi de participer, et participent, à nos régimes de rémunération et d'avantages sociaux comprenant des actions d'Enbridge, tels que notre régime 401(k) et notre régime de rémunération des administrateurs, et peuvent à l'occasion faire des choix visant à satisfaire les conditions de défense affirmative du Règlement 10b5-1 de l'*Exchange Act* ou pouvant constituer une méthode de négociation non conforme au Règlement 10b5-1 (au sens de la rubrique 408(c) du Règlement S-K).

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 2023. 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 suivant le 31 décembre 2023. 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 2023. 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 suivant le 31 décembre 2023. 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 2023. 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. HONORAIRES ET SERVICES DU COMPTABLE PRINCIPAL

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 2023. 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. ANNEXE 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
<u>2.1</u>	<u>Entente d'achat et de vente datée du 5 septembre 2023 intervenue entre Dominion Energy, Inc. et Enbridge Elephant Holdings, LLC (intégrée par renvoi dans la pièce 2.1 du rapport trimestriel d'Enbridge sur formulaire 10-Q déposé le 3 novembre 2023)</u>
<u>2.2</u>	<u>Entente d'achat et de vente datée du 5 septembre 2023 intervenue entre Dominion Energy, Inc. et Enbridge Parrot Holdings, LLC (intégrée par renvoi dans la pièce 2.2 du rapport trimestriel d'Enbridge sur formulaire 10-Q déposé le 3 novembre 2023)</u>
<u>2.3</u>	<u>Entente d'achat et de vente datée du 5 septembre 2023 intervenue entre Dominion Energy, Inc. et Enbridge Quail Holdings, LLC (intégrée par renvoi dans la pièce 2.3 du rapport trimestriel d'Enbridge sur formulaire 10-Q déposé le 3 novembre 2023)</u>
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)

<u>3.12</u>	<u>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)</u>
<u>3.13</u>	<u>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)</u>
<u>3.14</u>	<u>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)</u>
<u>3.15</u>	<u>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)</u>
<u>3.16</u>	<u>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)</u>
<u>3.17</u>	<u>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)</u>
<u>3.18</u>	<u>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)</u>
<u>3.19</u>	<u>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)</u>
<u>3.20</u>	<u>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)</u>
<u>3.21</u>	<u>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)</u>
<u>3.22</u>	<u>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)</u>
<u>3.23</u>	<u>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)</u>
<u>3.24</u>	<u>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)</u>
<u>3.25</u>	<u>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)</u>
<u>3.26</u>	<u>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)</u>
<u>3.27</u>	<u>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)</u>
<u>3.28</u>	<u>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)</u>
<u>3.29</u>	<u>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)</u>

<u>3.30</u>	<u>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)</u>
<u>3.31</u>	<u>Certificat de modification daté du 22 novembre 2016 (intégré par renvoi dans le formulaire 6-K <i>Report of Foreign Issuer</i> d'Enbridge déposé le 1^{er} décembre 2016)</u>
<u>3.32</u>	<u>Certificat de modification daté du 15 décembre 2016 (intégré par renvoi dans le formulaire 6-K <i>Report of Foreign Issuer</i> d'Enbridge déposé le 16 décembre 2016)</u>
<u>3.33</u>	<u>Certificat de modification daté du 13 juillet 2017 (intégré par renvoi dans le formulaire 6-K <i>Report of Foreign Issuer</i> d'Enbridge déposé le 13 juillet 2017)</u>
<u>3.34</u>	<u>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)</u>
<u>3.35</u>	<u>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)</u>
<u>3.36</u>	<u>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)</u>
<u>3.37</u>	<u>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)</u>
<u>3.38</u>	<u>Certificat de modification daté 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)</u>
<u>3.39</u>	<u>Certificat et articles de modification datés du 6 juillet 2020 (intégrés par renvoi dans la pièce 3.1 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 8 juillet 2020)</u>
<u>3.40</u>	<u>Certificat de modification daté du 17 janvier 2022 (intégré par renvoi dans la pièce 3.1 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 20 janvier 2022)</u>
<u>3.41</u>	<u>Certificat de modification daté du 15 septembre 2022 (intégré par renvoi dans la pièce 3.1 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 20 septembre 2022)</u>
<u>3.42</u>	<u>Certificat de modification daté du 15 septembre 2022 (intégré par renvoi dans la pièce 3.2 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 20 septembre 2022)</u>
<u>3.43</u>	<u>Certificat et articles de modification datés du 21 septembre 2023 concernant les actions privilégiées de série 2023-A (intégrés par renvoi dans la pièce 3.1 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 25 septembre 2023)</u>
<u>3.44</u>	<u>Certificat et articles de modification datés du 21 septembre 2023 concernant les actions privilégiées de série 2023-B (intégrés par renvoi dans la pièce 3.2 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 25 septembre 2023)</u>
<u>3.45</u>	<u>Certificat et articles de modification datés du 28 septembre 2023 concernant les actions privilégiées de conversion de série 2023-C (intégrés par renvoi dans la pièce 3.1 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 2 octobre 2023)</u>
<u>3.46</u>	<u>Certificat et articles de modification datés du 28 septembre 2023 concernant les actions privilégiées de conversion de série 2023-D (intégrés par renvoi dans la pièce 3.2 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 2 octobre 2023)</u>
<u>3.47</u>	<u>Règlement administratif N° 1 d'Enbridge Inc. (intégré par renvoi dans la pièce 3.40 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 11 février 2022)</u>
<u>3.48</u>	<u>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)</u>
<u>4.1</u>	<u>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)</u>
<u>4.2</u>	<u>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)</u>

<u>4.3</u>	<u>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)</u>
<u>4.4</u>	<u>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)</u>
<u>4.5</u>	<u>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)</u>
<u>4.6</u>	<u>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)</u>
<u>4.7</u>	<u>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)</u>
<u>4.8</u>	<u>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)</u>
<u>4.9</u>	<u>Neuvième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 20 septembre 2022 (intégrée par renvoi dans la pièce 4.1 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 20 septembre 2022)</u>
<u>4.10</u>	<u>Dixième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 20 septembre 2022 (intégrée par renvoi dans la pièce 4.2 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 20 septembre 2022)</u>
<u>4.11</u>	<u>Onzième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 25 septembre 2023 (intégrée par renvoi dans la pièce 4.1 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 25 septembre 2023)</u>
<u>4.12</u>	<u>Douzième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 25 septembre 2023 (intégrée par renvoi dans la pièce 4.2 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 25 septembre 2023)</u>
<u>4.13</u>	<u>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 3 mai 2023 (intégrée par renvoi dans la pièce 4.1 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 4 mai 2023).</u>
<u>4.14</u>	* Description des titres inscrits aux termes de l'article 12 de la loi intitulée <i>Securities Exchange Act</i> , dans sa version modifiée
	Certains instruments définissant les droits des porteurs de titres de créance à long terme de la société inscrite et de ses filiales ont été omis conformément à l' <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.
<u>10.1</u>	<u>Entente de tarification concurrentielle de Pipelines Enbridge 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)</u>

<u>10.2</u>		<u>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)</u>
<u>10.3</u>		<u>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)</u>
<u>10.4</u>		<u>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)</u>
<u>10.5</u>		<u>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)</u>
<u>10.6</u>		<u>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)</u>
<u>10.7</u>	+	<u>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)</u>
<u>10.8</u>	+	<u>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)</u>
<u>10.9</u>	+	<u>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)</u>
<u>10.10</u>	+	<u>Modèle de 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)</u>
<u>10.11</u>	+	<u>Modèle de contrat d'emploi pour les membres de la haute direction (2022) avec Enbridge Employee Services, Inc. (intégré par renvoi dans la pièce 10.1 du formulaire 10-Q d'Enbridge déposé le 29 juillet 2022)</u>
<u>10.12</u>	+	<u>Modèle de contrat d'emploi pour les membres de la haute direction (2023) avec Enbridge Employee Services, Inc. (intégré par renvoi dans la pièce 10.1 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K, modification n° 2, déposé le 20 mars 2023)</u>
<u>10.13</u>	+	<u>Convention d'indemnité à l'égard des dirigeants et 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)</u>
<u>10.14</u>	+	<u>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 no 001-15254) déposé le 27 mars 2019)</u>
<u>10.15</u>	+	<u>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 (règlement en actions) – Version prime de maintien sur actions (intégré par renvoi dans la pièce 99.1 du rapport d'Enbridge déposé sur formulaire 8-K le 30 novembre 2022)</u>
<u>10.16</u>	+	<u>Modèle d'avis d'attribution d'actions d'Enbridge Inc. 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)</u>

10.17	+	Modèle d'avis d'attribution d'actions fondées sur la performance en vertu du plan incitatif à long terme 2019 d'Enbridge Inc. et de convention d'attribution d'actions 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)
10.18	+	Modèle d'avis d'attribution 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)
10.19	+	Modèle d'avis d'attribution 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)
10.20	+	Modèle d'avis d'attribution d'actions restreintes en vertu du plan incitatif à long terme 2019 d'Enbridge Inc. et de convention d'attributions d'actions restreintes à l'intention des négociateurs en énergie (2021) (intégré par renvoi dans la pièce 10.5 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 7 mai 2021)
10.21	+	Modèle d'avis d'attribution d'actions restreintes fondées sur la performance en vertu du plan incitatif à long terme 2019 d'Enbridge Inc. et de convention d'attribution d'options 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)
10.22	+	Modèle d'avis d'attribution d'actions en vertu du plan incitatif à long terme 2019 d'Enbridge Inc. et de convention d'attribution d'actions fondées sur la performance d'Enbridge Inc. (2020) (intégré par renvoi dans la pièce 10.2 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 7 mai 2020)
10.23	+	Modèle d'avis d'attribution 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)
10.24	+	Modèle d'avis d'attribution 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 10.4 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 7 mai 2020)
10.25	+	Modèle d'avis d'attribution d'options en vertu du plan incitatif à long terme 2019 et de convention d'attribution d'options sur actions d'Enbridge Inc. (intégré par renvoi dans la pièce 10.4 du rapport trimestriel d'Enbridge sur formulaire 10-Q déposé le 10 mai 2019)
10.26	+	Modèle d'avis d'attribution d'actions fondées sur la performance en vertu du plan incitatif à long terme 2019 d'Enbridge Inc. et de convention d'attribution d'actions fondées sur la performance d'Enbridge Inc. (intégré par renvoi dans la pièce 10.5 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 10 mai 2019)
10.27	+	Modèle d'avis d'attribution 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)
10.28	+	Modèle d'avis d'attribution d'actions restreintes en vertu du plan incitatif à long terme 2019 d'Enbridge Inc. et de convention d'attributions d'actions restreintes à l'intention des négociateurs en énergie (intégré par renvoi dans la pièce 10.7 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 10 mai 2019)
10.29	+	Modèle d'avis d'attribution d'actions restreintes en vertu du plan incitatif à long terme 2019 d'Enbridge Inc. et de convention d'attributions d'actions restreintes - Version prime de maintien d'Enbridge Inc. (intégré par renvoi dans la pièce 10.8 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 2 août 2019)

<u>10.30</u>	+	<u>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)</u>
<u>10.31</u>	+	<u>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)</u>
<u>10.32</u>	+	<u>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)</u>
<u>10.33</u>	+	<u>Régime de rémunération des administrateurs d'Enbridge Inc. daté du 8 février 2023, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2023 (intégré par renvoi dans la pièce 10.1 du rapport trimestriel d'Enbridge sur formulaire 10-Q déposé le 5 mai 2023)</u>
<u>10.34</u>	+	<u>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)</u>
<u>10.35</u>	+	<u>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)</u>
<u>10.36</u>	+	<u>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)</u>
<u>10.37</u>	+	<u>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)</u>
<u>10.38</u>	+	<u>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)</u>
<u>10.39</u>	+	<u>Régime d'intéressement à court terme d'Enbridge Inc. (dans sa version modifiée et mise à jour en date du 1^{er} janvier 2023)</u>
<u>10.40</u>	+	<u>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)</u>
<u>10.41</u>	+	<u>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)</u>
<u>10.42</u>	+	<u>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)</u>
<u>10.43</u>	+	<u>Modification n° 1 et modification n° 2 du régime de retraite complémentaire d'Enbridge pour les employés américains (dans sa version modifiée et mise à jour en date du 1^{er} janvier 2005) (intégrées par renvoi dans la pièce 10.21 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)</u>
<u>10.44</u>	+	<u>Modification n° 3 du régime de retraite complémentaire d'Enbridge pour les employés américains (dans sa version modifiée et mise à jour en date du 1^{er} janvier 2005) (intégrée par renvoi dans la pièce 10.2 du rapport trimestriel d'Enbridge sur formulaire 10-Q déposé le 10 mai 2018)</u>
<u>10.45</u>	+	<u>Modification n° 4 du régime de retraite complémentaire d'Enbridge pour les employés américains (dans sa version modifiée et mise à jour en date du 1^{er} janvier 2005) (intégrée par renvoi dans la pièce 10.42 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 10 février 2023)</u>

10.46	+	Modification n° 5 du régime de retraite complémentaire d'Enbridge pour les employés américains (dans sa version modifiée et mise à jour en date du 1^{er} janvier 2005) (intégrée par renvoi dans la pièce 10.43 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 10 février 2023)
10.47	+	Régime d'épargne-retraite des administrateurs de Spectra Energy Corp., dans sa version modifiée et mise à jour (intégrée par renvoi dans la pièce 10.22 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.48	+	Régime d'épargne-retraite de la haute direction de Spectra Energy Corp., dans sa version modifiée et mise à jour (intégrée par renvoi dans la pièce 10.23 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.49	+	Régime de retraite à solde de caisse de la haute direction de Spectra Energy, dans sa version modifiée et mise à jour (intégrée par renvoi dans la pièce 10.24 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.50	+	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)
10.51	+	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. (intégrée par renvoi dans la pièce 10.28 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.52	+	Régime incitatif à long terme 2007 de Spectra Energy Corp. (dans sa version modifiée et mise à jour) (intégrée par renvoi dans la pièce 10.32 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)
10.53	+	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)
10.54	+	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 U.S. Code 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 U.S. Code en la forme adoptée conformément à l'article 906 de la loi intitulée <i>Sarbanes-Oxley Act of 2002</i>
97.1	*	Politique de récupération d'Enbridge Inc. à l'égard de la récupération obligatoire de toute attribution de rémunération incitative erronée
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 Reginald D. Hedgebeth, Patrick R. Murray 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 9 février 2024

Par : /s/ Gregory L. Ebel

Gregory L. Ebel
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 9 février 2024 par les personnes suivantes au nom de l'émetteur inscrit et en la qualité indiquée.

/s/ Gregory L. Ebel

Gregory L. Ebel
Président et chef de la direction
(Principal cadre dirigeant)

/s/ Patrick R. Murray

Patrick R. Murray
Vice-président exécutif et chef des finances
(Principal cadre financier)

/s/ Melissa M. LaForge

Melissa M. LaForge
Vice-présidente principale et cheffe de la comptabilité
(Principal cadre comptable)

/s/ Pamela L. Carter

Pamela L. Carter
Présidente du conseil d'administration

/s/ Mayank (Mike) M. Ashar

Mayank (Mike) M. Ashar
Administrateur

/s/ Gaurdie E. Banister

Gaurdie E. Banister
Administrateur

/s/ Susan M. Cunningham

Susan M. Cunningham
Administratrice

/s/ Jason B. Few

Jason B. Few
Administrateur

/s/ Teresa S. Madden

Teresa S. Madden
Administratrice

/s/ Manjit Minhas

Manjit Minhas
Administrateur

/s/ Stephen S. Poloz

Stephen S. Poloz
Administrateur

/s/ S. Jane Rowe

S. Jane Rowe
Administratrice

/s/ Dan C. Tutcher

Dan C. Tutcher
Administrateur

/s/ Steven W. Williams

Steven W. Williams
Administrateur

**Pièce 21.1 – Filiales de la société inscrite
Enbridge Inc.**

Raison sociale de l'entité	Territoire de résidence
0784267 B.C. Ltd.	Colombie-Britannique
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
Aitken Creek Gas Storage ULC	Alberta
Alberta Saline Aquifer Project Inc.	Alberta
Alberta Solar One, Inc.	Alberta
Algonquin Gas Transmission, LLC	Delaware
Appaloosa Run Renewable Energy Project, LLC	Texas
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
Canyon Wind Farm, LLC	Delaware
Canyon Wind Farm II, LLC	Delaware
Canyon Wind Project, LLC	Texas
CCPS Transportation, LLC	Delaware
CCWF III, LLC	Texas
Cedar Point Wind, LLC	Delaware
Chapman Ranch Wind I, LLC	Delaware
CI III Blue Cloud Wind Energy II LLC	Delaware
Cone Renewable Energy Project, LLC	Texas
Copiah Storage, LLC	Delaware
Cruickshank Wind Farm Ltd.	Ontario
East Tennessee Natural Gas, LLC	Tennessee
Easter Renewable Energy Project, LLC	Texas
Eddystone Rail Company, LLC	Delaware

Egan Hub Storage, LLC	Delaware
EIF US Holdings Inc.	Delaware
EIH S.à r.l.	Luxembourg
Enbridge ACGS Acquisition Inc.	Alberta
Enbridge Alberta Hydrogen Holdings Inc.	Canada
Enbridge Alliance (Canada) Management Inc.	Canada
Enbridge Alliance (U.S.) Management LLC	Delaware
Enbridge Athabasca Midstream Investor GP Inc.	Alberta
Enbridge Athabasca Midstream Investor Limited Partnership	Alberta
Enbridge Athabasca Midstream Trunkline GP Inc.	Alberta
Enbridge Athabasca Midstream Trunkline Limited Partnership	Alberta
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 Battery Power Storage Holdings Inc.	Canada
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 CCS Holdings Inc.	Canada
Enbridge Commercial Services Inc.	Canada
Enbridge Commercial Trust	Alberta
Enbridge Elephant Holdings, LLC	Delaware
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 S.à.r.l.	Luxembourg
Enbridge France SAS	France

Enbridge Frontier Inc.	Canada
Enbridge Gas Inc.	Ontario
Enbridge Gas Storage Canada Holdings Inc.	Canada
Enbridge (Gateway) Holdings Inc.	Canada
Enbridge Genoa U.S. Holdings, LLC	Delaware
Enbridge GME, S. de R.L. de C.V.	Mexique
Enbridge GTM Canada Inc.	Canada
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 (Clean Energy), LLC.	Delaware
Enbridge Holdings (DakTex) L.L.C.	Delaware
Enbridge Holdings (Divert), LLC.	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 (Plummer) L.L.C.	Delaware
Enbridge Holdings (Power) L.L.C.	Delaware
Enbridge Holdings (RNG), LLC.	Delaware
Enbridge Holdings (Seaway) L.L.C.	Delaware
Enbridge Holdings (Texas COLT) LLC	Delaware
Enbridge Holdings (Tomorrow RNG), LLC.	Delaware
Enbridge Holdings (Trunkline) L.L.C.	Delaware
Enbridge Holdings (U.S.) L.L.C.	Delaware
Enbridge Holdings (USGC) LLC	Delaware
Enbridge (Houston Oil Terminal) 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 Solar, LLC.	Delaware
Enbridge Ingleside Terminal Services, LLC	Delaware
Enbridge (INS) Holdings Inc.	Canada
Enbridge Insurance Bermuda Ltd.	Bermudes
Enbridge International Inc.	Canada
Enbridge Investment (Chapman Ranch) L.L.C.	Delaware
Enbridge Investment (Fox Squirrel) L.L.C.	Delaware
Enbridge Investment (Grant Plains) L.L.C.	Delaware
Enbridge Investment (New Creek) L.L.C.	Delaware
Enbridge Investment (Plummer) L.L.C.	Delaware
Enbridge Lac Alfred Wind Project GP Inc.	Canada
Enbridge Lac Alfred Wind Project Limited Partnership	Québec
Enbridge (Lux) Holdings Inc.	Alberta
Enbridge Management Services Inc.	Canada
Enbridge (Maritimes) Incorporated	Alberta
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 (Oceanus), 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 Parrot Holdings LLC	Delaware
Enbridge Pipelines (Alberta Clipper) L.L.C.	Delaware
Enbridge Pipelines (Athabasca) Inc.	Alberta
Enbridge Pipelines (Athabasca) GP Inc.	Alberta
Enbridge Pipelines (Athabasca) Limited Partnership	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 Inc.	Canada

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) GP Inc.	Alberta
Enbridge Pipelines (Woodland) Limited Partnership	Alberta
Enbridge Power Development Canada Inc.	Canada
Enbridge Power Operations Services Inc.	Canada
Enbridge Quail Holdings, LLC	Delaware
Enbridge Québec LNG Inc.	Canada
Enbridge (Rabaska) Holdings 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 Developments 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 (Longview), LLC	Delaware
Enbridge RNG (Sprout), LLC	Delaware
Enbridge Saint Robert Bellarmin Wind Project GP Inc.	Canada
Enbridge Saint Robert Bellarmin Wind Project Limited Partnership	Québec
Enbridge (Saskatchewan) Operating Services Inc.	Saskatchewan
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 (Deville), LLC	Delaware
Enbridge Solar (Eldorado), LLC	Delaware
Enbridge Solar (Flanagan), LLC	Delaware

Enbridge Solar (Floodwood), LLC	Delaware
Enbridge Solar (Orange Grove), LLC	Texas
Enbridge Solar (Plummer), 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 (SPOT) LLC	Delaware
Enbridge Storage (Cushing) L.L.C.	Delaware
Enbridge Storage (North Dakota) L.L.C.	Delaware
Enbridge Storage (Patoka) L.L.C.	Delaware
Enbridge Sustain Finance Inc.	Canada
Enbridge Sustainable Energy Solutions Inc.	Canada
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 (U.S.) Inc.	Delaware
Enbridge Wabamun Holdings Inc.	Alberta
Enbridge Wabamun Hub Ltd.	Alberta
Enbridge Wabamun Inc.	Alberta
Enbridge Wabamun North Inc.	Alberta
Enbridge Water Pipeline (Permian) L.L.C.	Delaware
Enbridge West Shore Holdings Inc.	Canada
Enbridge West Shore Inc.	Canada
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
Flatland Solar, LLC	Texas
Flatland Solar Project, LLC	Delaware
Garden Banks Gas Pipeline, LLC	Delaware
Gazifère Inc.	Québec

Generation Pipeline LLC	Ohio
GLB Energy Management Inc.	Canada
Gray Oak Pipeline, LLC	Delaware
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
Honey Creek Solar, LLC	Delaware
Hoosier Line Wind, LLC	Delaware
Illinois Extension Pipeline Company, L.L.C.	Delaware
Ingleside Clean Ammonia Partners, LLC	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
Keechi Holdings L.L.C.	Delaware
Keechi Wind, LLC	Delaware
Lakeside Performance Gas Services Ltd.	Canada
Leaf River Wind, LLC	Delaware
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

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
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
Petrolia Battery Power Storage GP Inc.	Canada
Petrolia Battery Power Storage LP	Ontario
Platte Pipe Line 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, LLC	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
Sugar Loaf Renewable Energy Project, LLC	Delaware
Sunwest Heartland Terminals Ltd.	Alberta
Talbot Windfarm GP Inc.	Nouveau-Brunswick
Talbot Windfarm, LP	Ontario
Tecumseh Farm Battery Power Storage GP Inc.	Canada
Tecumseh Farm Battery Power Storage LP	Ontario
Texas COLT LLC	Delaware
Texas Eastern Communications, LLC	Delaware
Texas Eastern Terminal Co, LLC	Delaware
Texas Eastern Transmission, LP	Delaware
TGE Colorado 224, LLC	Delaware
TGE Idaho 221, LLC	Delaware
TGE Illinois 181, LLC	Delaware
TGE Illinois 211, LLC	Delaware
TGE Illinois 226, LLC	Delaware
TGE Indiana 191, LLC	Delaware
TGE Indiana 192, LLC	Delaware
TGE Indiana 231, LLC	Delaware
TGE Nevada 223, LLC	Delaware
TGE Pennsylvania 203, LLC	Delaware
TGE Texas 213, LLC	Delaware
TGE Virginia 195, LLC	Delaware
TGE Wyoming 212, LLC	Delaware
TGE Wyoming 222, LLC	Delaware
TGE Wyoming 225, LLC	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
Tres Palacios Gas Storage LLC	Delaware
Tres Palacios Holdings LLC	Delaware
Tres Palacios Midstream, LLC	Delaware
Tri Global Energy, LLC	Delaware
Tri Global Energy Properties, LLC	Delaware
Tri Global Holdings, LLC	Delaware
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
Vermilion Grove Wind, LLC	Delaware
Water Valley Wind Energy, LLC	Texas
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
Woodford Wind Holding, LLC	Delaware
Wrangler Pipeline, L.L.C.	Delaware

Filiales garantes

En date du 31 décembre 2023, 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 2024
2. Billets de premier rang à 3,500 % échéant en 2024
3. Billets de premier rang à 2,150 % échéant en 2024
4. Billets de premier rang à 2,500 % échéant en 2025
5. Billets de premier rang à 2,500 % échéant en 2025
6. Billets de premier rang à 4,250 % échéant en 2026
7. Billets de premier rang à 1,600 % échéant en 2026
8. Billets de premier rang à 5,969 % échéant en 2026
9. Billets de premier rang à 5,900 % échéant en 2026
10. Billets de premier rang à 3,700 % échéant en 2027
11. Billets de premier rang à 6,000 % échéant en 2028
12. Billets de premier rang à 3,125 % échéant en 2029
13. Billets de premier rang à 6,200 % échéant en 2030
14. Billets de premier rang liés à la durabilité à 2,500 % échéant en 2033
15. Billets de premier rang liés à la durabilité à 5,700 % échéant en 2033
16. Billets de premier rang à 4,500 % échéant en 2044
17. Billets de premier rang à 5,500 % échéant en 2046
18. Billets de premier rang à 4,000 % échéant en 2049
19. Billets de premier rang à 3,400 % échéant en 2051
20. Billets de premier rang à 6,700 % échéant en 2053

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

Je, Gregory L. Ebel, 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 : 9 février 2024

Par : /s/ Gregory L. Ebel

Gregory L. Ebel
Président et chef de la direction
(principal cadre dirigeant)
Enbridge Inc.

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

Je, Patrick R. Murray, 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 : 9 février 2024

Par : **/s/ Patrick R. Murray**

Patrick R. Murray
Vice-président directeur 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 2023, tel qu'il a été déposé auprès de la Securities and Exchange Commission à la date des présentes (le « rapport »), je, Gregory L. Ebel, 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 : 9 février 2024

Par : /s/ Gregory L. Ebel

Gregory L. Ebel
Président et chef de la direction
(principal cadre dirigeant)
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 2023, tel qu'il a été déposé auprès de la Securities and Exchange Commission à la date des présentes (le « rapport »), je, Patrick R. Murray, vice-président directeur 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 : 9 février 2024

Par : /s/ Patrick R. Murray

Patrick R. Murray
Vice-président directeur et chef des finances
(Principal cadre financier)
Enbridge Inc.