

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 2025

☐ **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 (Numéro d'identification de
constitution ou d'organisation) 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

Veuillez 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 ☐

Veuillez 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 ☒

Veuillez 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 ☐

Veuillez 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 ☐

Veuillez 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*. ☐

Veuillez 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 inscrit inclus dans le présent dépôt tiennent compte de la correction d'erreurs dans des états financiers antérieurs. ☐

Veuillez indiquer, en cochant la case appropriée, si toute correction de telles erreurs s'est faite par la 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 inscrit durant la période de recouvrement pertinente, conformément au paragraphe 240.10D-1(b). ☐

Veuillez 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 2025, la valeur marchande globale des actions ordinaires de l'émetteur inscrit détenues par des sociétés non affiliées s'élevait à environ 98,8 G\$ US, selon le dernier prix de vente des actions ordinaires à cette date.

Au 6 février 2026, l'émetteur inscrit avait 2 181 830 165 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 des États-Unis (« 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	PAGE
Rubrique 1.	Activités	9
Rubrique 1A.	Facteurs de risque	48
Rubrique 1B.	Questions non réglées soumises par le personnel de la SEC	66
Rubrique 1C.	Cybersécurité	66
Rubrique 2.	Immobilisations	68
Rubrique 3.	Instances judiciaires	68
Rubrique 4.	Informations sur la sécurité des mines	68
	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	69
Rubrique 6.	[Réservé]	70
Rubrique 7.	Rapport de gestion	71
Rubrique 7A.	Informations quantitatives et qualitatives sur le risque de marché	103
Rubrique 8.	États financiers et données supplémentaires	106
Rubrique 9.	Changements de l'information comptable et financière et désaccords avec les comptables	208
Rubrique 9A.	Contrôles et procédures	208
Rubrique 9B.	Autres renseignements	209
Rubrique 9C.	Information sur les territoires étrangers qui interdisent les inspections	209
	PARTIE III	
Rubrique 10.	Administrateurs, membres de la haute direction et gouvernance	210
Rubrique 11.	Rémunération des dirigeants	210
Rubrique 12.	Titres appartenant à certains propriétaires véritables et à la direction et questions connexes ayant trait aux actionnaires	210
Rubrique 13.	Certaines relations et opérations entre apparentés et indépendance des administrateurs	210
Rubrique 14.	Honoraires et services du comptable principal	210
	PARTIE IV	
Rubrique 15.	Annexes et tableaux des états financiers	211
Rubrique 16.	Sommaire du formulaire 10-K	211
	Table des matières des pièces	212
	Signatures	212

GLOSSAIRE

« Enbridge », « nous », « nos », « notre »	Enbridge Inc.
ACR	obligations au titre des avantages complémentaires de retraite
Aitken Creek	installation stockage de gaz Aitken Creek
Algonquin	Algonquin Gas Transmission, LLC
Army Corps	l'Army Corps of Engineers des États-Unis
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
CAE	convention d'achat d'électricité
CEO	Commission de l'énergie de l'Ontario
commission de l'Idaho	Idaho Public Utilities Commission
commission de l'Ohio	Public Utilities Commission of Ohio
commission de l'Utah	Utah Public Service Commission
Commission de la Caroline du Nord	North Carolina Utilities Commission
commission du Wyoming	Wyoming Public Service Commission
Dawn	vaste ensemble de bassins de stockage de gaz souterrains à l'installation de Tecumseh et du carrefour Dawn
DCP	DCP Midstream, LP
East Tennessee	East Tennessee Natural Gas, LLC
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 Ontario	Enbridge Gas Inc.
EOG	The East Ohio Gas Company
EPA	l'Environmental Protection Agency des États-Unis
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
IA	intelligence artificielle
ICQF	initiative de consultation relative aux questions foncières
kb/j	milliers de barils par jour
l'acquisition d'EOG	l'acquisition par Enbridge Inc. le 6 mars 2024 de toutes les actions en circulation de The East Ohio Gas Company
l'acquisition de PSNC	l'acquisition par Enbridge Inc. le 30 septembre 2024 de toutes les participations dans Fall North Carolina Holdco LLC (désormais Enbridge PSNC Holdings II, LLC), qui détient en totalité Public Service Company of North Carolina, Incorporated
l'acquisition de Questar	l'acquisition par Enbridge Inc. le 31 mai 2024 de toutes les participations dans Fall West Holdco LLC (désormais Enbridge Questar Holdings II, LLC), qui détient en totalité Questar Gas Company et ses sociétés liées de Wexproe

la bande Bad River	Bad River Band of the Lake Superior Tribe of Chippewan Indians
la cour	la cour de district des États-Unis pour le district ouest du Wisconsin
la cour de district des États-Unis	cour de district des États-Unis pour le district Ouest du Michigan
la cour du sixième circuit	la cour d'appel des États-Unis pour le sixième circuit
la réserve	la réserve de la rivière Bad
le conseil	conseil d'administration d'Enbridge
le regroupement de Premières Nations	Stonlasec8 Indigenous Investments Limited Partnership
les billets garantis d'Enbridge	les billets garantis d'Enbridge en circulation
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
MPLX	MPLX LP
MW	mégawatts
NEXUS	NEXUS Gas Transmission, LP
NRE	normes de rendement en matière d'émissions
NYSE	Bourse de New York
OAAI	options d'achat d'actions incitatives
OMHS	obligations liées à la mise hors service d'immobilisations
PCGR des États-Unis	principes comptables généralement reconnus des États-Unis
PFUPC	provision pour les fonds utilisés pendant la construction
PSNC	Public Service Company of North Carolina, Incorporated
Questar	Questar Gas Company
RCP	rendement des capitaux propres
Régie	Régie de l'énergie du Canada
représentants de l'État du Michigan	gouverneur du Michigan et directeur du ministère des Ressources naturelles du Michigan
SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis
SEP	Spectra Energy Partners, LP
services publics gaziers aux États-Unis / les Acquisitions	acquisition par Enbridge Inc. de trois services publics gaziers aux États-Unis auprès de Dominion Energy, Inc.
Spectra Energy	Spectra Energy Corp
STFR	système de tarification fondée sur le rendement
Texas Eastern	Texas Eastern Transmission, LP
TIER	règlement de l'Alberta intitulé <i>Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation</i>
Tomorrow RNG	six installations de production de gaz naturel renouvelable à partir de sites d'enfouissement de Six Morrow Renewables
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.
Westcoast LP	Westcoast Energy Limited Partnership
Wexpro	Wexpro Company et ses filiales consolidées
Whistler Parent JV	coentreprise formée par Enbridge Inc., Whitewater/I Squared Capital et MPLX LP le 29 mai 2024

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 « anticiper », « 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 énoncés prospectifs 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 »), de gaz naturel renouvelable (« GNR ») 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 ») ainsi que de durabilité 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, Distribution et stockage de gaz et Production d'énergie renouvelable; les caractéristiques, les avantages prévus, le financement et l'échéancier d'acquisitions, de cessions et de transactions, y compris les avantages anticipés de l'acquisition de trois services publics gaziers aux États-Unis (les « services publics gaziers aux États-Unis ») auprès de Dominion Energy, Inc. (les « Acquisitions »); les futures mesures prévues que prendront les organismes de réglementation et les tribunaux; les politiques gouvernementales en matière de commerce et les répercussions possibles des tarifs, droits, frais, sanctions économiques ou autres mesures commerciales annoncés et éventuels ainsi que le moment de leur entrée en vigueur; 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; notre capacité d'intégrer avec succès les services publics gaziers aux États-Unis; la conclusion et le moment des acquisitions, des cessions et des autres transactions prévues; 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 aux secteurs Distribution et stockage de gaz et Transport de gaz; 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, de GNR 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; les tarifs et les politiques commerciales; 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, des cessions et des autres transactions; 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, de GNR et d'énergie renouvelable, et aux prix de ces marchandises, sont importantes pour tous les énoncés prospectifs dont elles constituent la base, puisqu'elles peuvent avoir une incidence sur les niveaux actuels et futurs de la demande à l'égard de nos services. Par ailleurs, les taux de change, l'inflation, les taux d'intérêt et les tarifs douaniers 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, des cessions et d'autres transactions, et de la réalisation des avantages prévus en découlant (y compris les avantages anticipés des Acquisitions); de l'évolution des politiques gouvernementales en matière de commerce, notamment de tarifs, tarifs douaniers, frais, sanctions économiques ou autres mesures commerciales; 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; notre capacité de maintenir une assurance adéquate à l'avenir, à des taux ou à d'autres conditions que nous jugeons raisonnables sur le plan commercial; des décisions politiques; de la conjoncture et des conflits géopolitiques mondiaux 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, nous ne sommes pas tenus 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 d'Amérique (« 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, de stockage 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, qui comprend nos investissements dans des pipelines et des installations de collecte, de traitement et de stockage 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 au Canada et aux États-Unis, et le secteur Production d'énergie renouvelable, qui se compose essentiellement de participations dans des actifs de production d'électricité à partir d'énergie éolienne et solaire de même que d'actifs géothermiques ainsi que dans des actifs de transport d'énergie 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

Par le truchement de ses activités diversifiées, Enbridge contribue à la qualité de vie des gens d'une manière sûre et socialement responsable. Notre vision est de fournir de l'énergie tout en respectant 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 sécuritaire grâce à notre infrastructure qui transporte, stocke, distribue et produit de l'énergie sous forme de liquides, de gaz naturel, d'énergie renouvelable et de combustibles à plus faible teneur en carbone.

Notre objectif est d'être un placement de premier choix, soutenu par notre proposition de valeur aux investisseurs, fondée sur notre capacité de générer des flux de trésorerie prévisibles et stables, un solide bilan de qualité investissement pour favoriser la croissance, une tradition d'augmentation des dividendes longue de 31 années consécutives ainsi qu'une sphère diversifiée de projets de croissance dans plusieurs territoires afin de maintenir le BAIIA et la croissance des flux de trésorerie distribuables par action. 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.

Nous nous efforçons d'être la première entreprise de livraison d'énergie 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, les relations avec les parties prenantes, le service à la clientèle, l'investissement communautaire, la durabilité ainsi que l'engagement des employés. Dans le cadre de notre engagement communautaire, nous demeurons déterminés à établir un dialogue fructueux avec les peuples autochtones afin de réaliser nos objectifs communs et d'obtenir des résultats constructifs dans le cadre de nos projets et de nos activités. Nous sommes également déterminés à faire progresser les possibilités d'investissement avec les groupes autochtones, comme en témoignent les récents partenariats pour nos oléoducs et nos gazoducs et dans le développement de projets d'énergie renouvelable.

STRATÉGIE

Notre stratégie repose sur une compréhension approfondie des fondamentaux en matière d'énergie à l'échelle locale, nord-américaine et mondiale. 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 de super systèmes d'infrastructure à l'échelle du continent nord-américain, créant ainsi une plateforme de croissance progressive. Grâce à notre solide sphère de projets dans l'ensemble de nos secteurs d'activité, à nos partenariats stratégiques et à l'amélioration soutenue de l'efficacité, nous sommes bien positionnés pour faire progresser notre entreprise. Nous maintenons notre confiance dans notre stratégie de croissance équilibrée et nous prévoyons continuer d'investir dans notre empreinte diversifiée d'entreprises énergétiques classiques et d'occasions complémentaires à plus faibles émissions de carbone. Il s'agit notamment de l'accroissement de nos actifs de transport et de stockage de gaz pour répondre à la demande d'exportations de GNL, de l'augmentation de notre empreinte de distribution de gaz pour répondre à la demande croissante de gaz naturel ainsi que de l'optimisation et de l'agrandissement continu de notre réseau d'oléoducs. Nous avons l'intention de tirer parti des tendances à l'électrification en Amérique du Nord, y compris l'expansion des centres de données, où nous pouvons fournir des solutions intégrées à nos clients grâce à nos activités liées au gaz naturel et à l'énergie renouvelable ainsi que l'infrastructure à l'appui de la transition du charbon vers le gaz. De plus, nous sommes déterminés à gérer efficacement les émissions de nos installations et à établir des relations durables avec nos parties prenantes.

Nos actifs ont systématiquement généré de robustes flux de trésorerie à faibles risques dans de multiples cycles des marchandises ainsi que divers environnements économiques et géopolitiques. Nous estimons que la qualité et la diversité de nos actifs ainsi que notre capacité à fournir des solutions complètes aux clients sont nos principaux facteurs de différenciation et nous procurent une flexibilité dans un contexte commercial incertain.

À titre de chef de file du secteur qui continue de créer de la valeur à court et à long terme, nous avons recours à un solide processus de planification stratégique. Nous effectuons régulièrement des analyses de scénarios et de résilience, tant pour nos actifs et que pour notre stratégie commerciale, y compris la mise à l'essai diverses options d'amélioration et d'optimisation de la valeur. Notre conseil d'administration (le « conseil ») examine la stratégie d'Enbridge et formule des commentaires à ce sujet à l'occasion d'une séance annuelle consacrée à la planification stratégique et reçoit des mises à jour tout au long de l'année. Cette approche permet au conseil de surveiller les progrès et d'envisager des ajustements au besoin.

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

- Le secteur Oléoducs a livré d'importants volumes sur le réseau principal. Les investissements nouvellement approuvés comprennent des investissements de capitaux pour le réseau principal, la phase 1 du projet d'optimisation du réseau principal [qui permettra de d'augmenter la capacité de 250 milliers de barils par jour (« kb/j »)], le projet de raccordement du sud de l'Illinois ainsi que le carrefour de dioxyde de carbone (« CO₂ ») Pelican, en collaboration avec Occidental Petroleum Corporation. La phase deux du projet d'optimisation du réseau principal est en cours d'aménagement, sous réserve de la finalisation des ententes commerciales, de l'obtention des approbations environnementales et réglementaires nécessaires et du respect des critères d'investissement. Nous continuons de rechercher des occasions d'optimisation et d'expansion efficaces en termes de capital afin de proposer aux clients des options supplémentaires de transport de liquides en Amérique du Nord.

- Dans le secteur Transport de gaz, nous avons rehaussé notre infrastructure de gaz naturel dans le bassin permien par le truchement d'une participation de 10 % dans le pipeline Matterhorn Express, d'une capacité de 2,5 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi³/j »), d'une décision d'investissement définitive pour le pipeline Eiger Express d'une capacité de 3,7 Gpi³/j et de l'approbation du programme d'accroissement du stockage sur la côte américaine du golfe prévoyant une capacité supplémentaire de 23 milliards de pieds cubes (« Gpi³ »). Nous avons accompli des progrès dans la région du nord-est des États-Unis grâce à l'approbation du projet d'amélioration d'Algonquin Gas Transmission. Nous avons renforcé notre présence au Canada en approuvant le projet Birch Grove et l'agrandissement de 40 Gpi³ de l'installation de stockage de gaz d'Aitken Creek (« Aitken Creek ») afin de répondre à la demande croissante d'exportations de GNL sur la côte ouest. Compte tenu des projets de croissance supplémentaires, le secteur Transport de gaz représente environ 50 % du programme d'investissement garanti d'Enbridge. Nous continuons de travailler en étroite collaboration avec nos clients pour étudier les possibilités d'approvisionnement en gaz de nouvelles centrales électriques pour les centres de données et pour répondre à la croissance de la demande en général. Enfin, nous tirons parti des solides fondamentaux du gaz pour fournir aux Nord-Américains de l'énergie sécuritaire, fiable et à plus faibles émissions de carbone, tout en augmentant simultanément les exportations de GNL.
- Notre secteur Distribution et stockage de gaz a ajouté environ 68 000 nouveaux clients sur l'ensemble de ses territoires de services publics, a conclu des règlements adéquats sur les dossiers tarifaires en Caroline du Nord et en Utah et a continué de faire progresser les occasions liées aux centres de données et à la production d'électricité, et a doublé la capacité du projet de fiabilité T-15, qui devrait permettre de livrer 0,51 Gpi³/j à la centrale électrique Roxboro de Duke Energy en Caroline du Nord. Nous demeurons déterminés à évaluer les possibilités d'investissement de capitaux à faible risque et à fournir une énergie sécuritaire, fiable et abordable à nos clients en Ontario, au Québec, en Ohio, en Caroline du Nord, en Utah, au Wyoming et en Idaho.
- Notre secteur Production d'énergie renouvelable a poursuivi les occasions de croissance, notamment dans le cadre de ses activités terrestres, avec la mise en service de la centrale d'énergie solaire Orange Grove d'une capacité de 130 mégawatts (« MW ») et la poursuite des travaux de construction dans le cadre du projet d'énergie solaire Sequoia d'une capacité de 815 MW, y compris l'achèvement de la première phase au cours du quatrième trimestre de 2025. Nous avons également approuvé le projet d'énergie renouvelable Easter de 152 MW et le projet d'énergie solaire Clear Fork de 600 MW au Texas ainsi que la première phase du projet Cowboy, une centrale d'énergie solaire d'une capacité de 365 MW et un système de stockage par batteries d'une capacité de 135 MW au Wyoming. Nous avons de plus continué à saisir des occasions dans le secteur éolien extracôtier en Europe, notamment la mise en service du projet éolien flottant extracôtier Provence Grand Large de 25 MW, la poursuite de la construction du projet éolien extracôtier de Courseulles (Calvados) et la mise en œuvre réussie d'une gamme de mesures de rationalisation du portefeuille et d'optimisation des coûts.
- Nous avons continué de réaliser des progrès notables en vue d'atteindre nos objectifs de durabilité, de réduire les émissions provenant de nos activités par de multiples voies, notamment la modernisation des réseaux, et par l'investissement continu dans nos entreprises à plus faibles émissions de carbone. Nous avons mis à jour notre plan d'action pour la réconciliation avec les Autochtones afin de réaffirmer notre engagement à l'égard de la réconciliation (y compris des engagements nouveaux et renouvelés) et de rendre compte de nos progrès, notamment en faisant progresser les partenariats économiques essentiels.

- Nous avons continué de recycler notre capital selon des valorisations attrayantes, ce qui a donné lieu, en 2025, à un investissement dans le réseau de gazoducs de Westcoast par Stonlasec8 Indigenous Investments Limited Partnership (le « regroupement de Premières Nations »), un groupe de 38 Premières Nations de la Colombie-Britannique en échange d'une participation ne donnant pas le contrôle rachetable de 12,47 %. Nous continuons de mettre l'accent sur la gestion rigoureuse des capitaux, sur l'optimisation et sur la diversification de notre portefeuille, l'amélioration soutenue de notre profil de flux de trésorerie parmi les meilleurs du secteur ainsi que sur la solidité et la souplesse financières. Qui plus est, nous continuons de privilégier la réduction des frais d'exploitation à l'échelle de nos entreprises afin d'accroître notre avantage concurrentiel et notre rentabilité.

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. Comme toujours, nos principales priorités comprennent la promotion active de la sécurité de notre personnel et de nos actifs, la protection de l'environnement et le maintien de la fiabilité de notre réseau. Nous nous attachons à maintenir et à accroître la valeur de nos actifs grâce à une optimisation accrue, à mettre l'accent sur la croissance interne des secteurs de desserte, à rechercher des occasions d'exportation et à examiner des investissements complémentaires à plus faibles émissions de carbone.

À titre d'exemple, nous continuons à saisir les occasions liées à l'électrification en Amérique du Nord, où nous pouvons utiliser notre infrastructure existante de transport et de distribution de gaz pour livrer en toute sécurité le gaz aux centrales électriques en exploitation et aux nouvelles centrales en construction, compte tenu de la demande accrue d'électricité. Nous recherchons également des occasions de construire de nouvelles infrastructures de gaz naturel le long de notre réseau et dans nos territoires de distribution de gaz, tout en fournissant des approvisionnements en gaz et une capacité de stockage aux clients. En complément de nos offres de gaz naturel, nous sommes également en mesure de fournir aux clients des solutions d'énergie renouvelable (crédits compensatoires pour l'électricité et l'énergie renouvelable), que nous considérons comme un avantage concurrentiel stratégique et qui nous permet d'élargir notre clientèle et de poursuivre notre croissance.

Nous comptons faire des investissements intéressants ajustés selon le risque pour faire progresser notre stratégie et maintenir un avantage concurrentiel durable.

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 du secteur 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 39 G\$ jusqu'en 2033) dans les délais et dans le respect des budgets, tout en respectant les normes 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*.

Nos occasions de croissance de grande qualité continuent d'évoluer en fonction d'un contexte politique plus favorable aux infrastructures énergétiques classiques. Nous continuons d'attribuer les capitaux de façon à en tirer le meilleur parti, en accordant la priorité à la solidité du bilan, à l'investissement dans la croissance efficiente et aux projets de services publics réglementés ou des projets semblables. Notre envergure et notre diversification se traduisent par des avantages concurrentiels à l'échelle de l'entreprise et suscitent des occasions de collaboration pour nos secteurs d'activité. Nos quatre unités d'exploitation partagent des avantages commerciaux et de solides relations avec les parties prenantes qui créent des occasions de vente croisée aux clients à l'échelle des unités d'exploitation, ce qui procure une valeur ajoutée et un potentiel de croissance future. Nous évaluons minutieusement notre capacité d'investissement et affecterons des capitaux aux occasions qui sont les plus susceptibles de rehausser la valeur, y compris la poursuite de la croissance interne et les acquisitions complémentaires relatives qui rehaussent notre avantage concurrentiel et qui renforcent notre bilan.

Pour ce qui est de l'avenir, nous prévoyons une forte utilisation de notre réseau et des occasions de croissance au sein de chacun de nos secteurs d'activité. En voici certains exemples :

- Nos infrastructures au sein du secteur 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. Nous poursuivons les discussions avec nos clients en vue d'augmenter la capacité pipelinière du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC »). Nous continuons d'étudier les possibilités de croissance efficientes en termes de capital par l'expansion du réseau et l'optimisation des activités. Notre infrastructure d'exportation de pétrole brut permettra également le transport de combustibles plus propres et de LNG. En tirant parti de notre expertise en matière de transport, nous nous attendons à pouvoir saisir de nouvelles possibilités de croissance en matière de captage et de stockage du carbone dans nos territoires de compétence dotés de régimes de réglementation favorables.
- Notre secteur Transport de gaz cherche des possibilités de prolongement des pipelines et d'expansion de la capacité de stockage pour répondre à la nouvelle demande d'électricité des centrales alimentées au gaz (à l'appui d'occasions liées aux centres de données, à l'électrification, à la transition du charbon au gaz et à la relocalisation de la fabrication), du secteur industriel et des usines côtières de GNL. La posture stratégique de nos actifs nous permet d'accélérer notre croissance et de répondre aux besoins des clients. Notre modèle d'affaires fondé sur le coût du service à tarifs réglementés crée des occasions de croissance garanties qui génèrent des flux de trésorerie prévisibles et à faible risque. Nous cherchons également à faciliter le raccordement de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz aux principaux centres de demande et à rehausser notre chaîne de valeur pour le gaz du bassin permien.
- Notre secteur Distribution et stockage de gaz continue d'être bien positionné pour tirer parti de la croissance offerte par le besoin accru d'électricité, y compris les centres de données, la modernisation des actifs, l'aménagement de sites de stockage et les grands projets à l'appui des besoins de croissance des clients commerciaux et industriels. Nous nous attendons à continuer d'accroître nos activités liées aux services publics de distribution de gaz en rejoignant davantage de clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel et en faisant des dépenses en immobilisations qui concordent avec notre encadrement réglementaire.
- Notre secteur Production d'énergie renouvelable continue d'être bien positionné pour tirer parti de la demande soutenue d'énergie renouvelable, y compris les centres de données, grâce à l'attribution disciplinée des capitaux et au développement opportun dans des territoires favorables. Nous continuons de tirer parti de nos solides capacités internes et relations avec la clientèle pour mettre en œuvre notre portefeuille de projets d'aménagement d'actifs de grande qualité.

Qui plus est, nous visons à stimuler la croissance grâce à l'optimisation et à la modernisation de nos réseaux, y compris le recours à des agents réducteurs de résistance et la modification de stations de pompage pour optimiser le débit de notre réseau d'oléoducs, les projets de compression efficaces dans notre secteur du Transport de gaz et la modernisation et l'intégration de la chaîne de valeur afin d'améliorer la fiabilité pour les clients de nos services publics gaziers. Nous accordons la priorité à la conclusion de règlements tarifaires et au dépôt de dossiers tarifaires pour optimiser les produits d'exploitation de nos secteurs Oléoducs, Transport de gaz et Distribution de gaz. Enfin, nous mettons l'accent sur l'amélioration de la productivité et de l'efficacité dans tous nos secteurs d'activité 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, disposer de la capacité financière permettant de répondre à nos besoins de financement pour les projets d'investissement et procurer la souplesse requise pour gérer les perturbations des marchés financiers. Nous prévoyons que notre programme d'investissement garanti en cours peut être financé par un modèle d'autofinancement par capitaux propres. 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. Nous sélectionnons, analysons et évaluons ces occasions par l'application d'un cadre d'investissement discipliné dans le but de déployer efficacement le capital pour assurer la croissance tout en réalisant 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 profil de rendement ainsi que de leur potentiel à faire progresser notre stratégie, à atténuer les risques, à appuyer nos objectifs de durabilité et à rehausser la souplesse financière. À court terme, nous mettons l'accent sur les occasions efficaces 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 continuons également 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, augmentations de dividendes et rachats d'actions.

Préconiser une approche globale de l'évolution 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 les communautés où nous exerçons nos activités, reconnaissons de plus en plus le besoin d'une énergie abordable, sécuritaire et fiable tout en mettant l'accent sur les incidences environnementales. Grâce à la collaboration avec nos parties prenantes (y compris les organismes de réglementation, les décideurs politiques, nos clients et nos partenaires autochtones), nous visons à équilibrer ces facteurs et croyons que cela nécessitera une approche globale. En tant qu'entreprise dotée d'infrastructures énergétiques diversifiées, nous sommes dans une position unique pour contribuer à la transition énergétique ou à l'évolution de l'énergie. Pour répondre à la demande croissante en Amérique du Nord et dans le monde entier, tout en continuant à réduire l'intensité des émissions, nous croyons qu'une évolution énergétique qui englobera toutes les formes d'énergie sera nécessaire.

Notre portefeuille d'actifs dans les secteurs du pétrole, du gaz naturel et de l'énergie renouvelable est essentiel au maintien d'une approche équilibrée qui, selon nous, permet une évolution énergétique durable. Pour nous, cela comprend la réduction de l'intensité des émissions des combustibles classiques que nous transportons et stockons, la facilitation du passage des sources d'énergie à plus fortes émissions au gaz naturel, l'avancement de l'intégration des sources d'énergie renouvelables, et l'investissement dans les infrastructures pour favoriser les solutions émergentes à plus faibles émissions de carbone, tout en appuyant des projets qui répondent à nos critères de risque et de rendement.

Nous travaillons en étroite collaboration avec nos clients, nos parties prenantes et des experts indépendants pour surveiller l'évolution du système énergétique et tirer parti activement de nos capacités en matière d'exécution et de durabilité pour solidifier notre positionnement en tant que fournisseur d'énergie différencié.

INSTRUMENTS STRATÉGIQUES

Pour mettre en œuvre notre stratégie avec succès et créer un avantage concurrentiel, nous mettons l'accent sur la durabilité, l'exploitation et le développement, les talents, la technologie ainsi que la croissance.

Durabilité

La durabilité est au cœur de la stratégie d'Enbridge et de sa création de valeur à long terme. Notre rendement en qualité d'exploitant sécuritaire, de gestionnaire environnemental, d'employeur inclusif et d'entreprise socialement responsable soutient directement notre capacité à fournir une énergie fiable et abordable.

Depuis l'établissement de nos objectifs de durabilité 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 avons relié notre performance en matière de durabilité à la rémunération incitative et nous réalisons des progrès significatifs vers l'atteinte de ces objectifs en exécutant nos plans d'action. Notre 24^e rapport annuel sur le développement durable fournit des détails sur nos progrès et 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.

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 d'aménagement, d'exécution, de gouvernance, de relations avec les parties prenantes et d'optimisation de la 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'efficacités organisationnelles 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.

Notre équipe

Notre effectif est la pierre angulaire de notre succès; l'amélioration des compétences de notre personnel demeure au cœur de nos préoccupations, et nous croyons que notre approche en matière de leadership du personnel favorise notre performance commerciale. 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 nous employons en outre à maintenir des programmes concurrentiels de rémunération, de flexibilité et de fidélisation comportant des incitatifs de rendement à court terme et à long terme. Nous accordons la priorité à l'inclusion et à la diversité d'opinions, ainsi qu'à nos autres stratégies commerciales, car elles sont fondamentalement importantes pour nos valeurs et notre culture.

Technologie

Nous reconnaissons le rôle vital que la technologie joue pour nous aider à atteindre nos objectifs stratégiques. Notre stratégie d'adoption de la sphère numérique est axée sur l'innovation et les solutions technologiques permettant d'améliorer la sécurité et la fiabilité, de maximiser nos produits d'exploitation, de réduire les coûts et de permettre une transition vers de nouvelles solutions énergétiques. Nous mettons l'accent sur la résilience et la fiabilité de nos systèmes du point de vue de la cybersécurité, y compris l'amélioration de nos capacités et la formation de notre effectif afin de protéger notre système d'infrastructures essentielles contre les menaces croissantes. Nous continuons de tirer parti de l'intelligence artificielle (« IA ») pour réaliser des progrès en matière de sécurité, de réduction des émissions et d'optimisation des actifs. À titre d'exemple, citons l'application de l'apprentissage automatique pour optimiser la consommation d'énergie et l'utilisation de modèles avancés d'IA pour appuyer l'optimisation des réseaux pipeliniers. Cette stratégie nous a également permis de rendre l'IA accessible à l'échelle d'Enbridge sous diverses formes, allant des outils libre-service aux solutions personnalisées.

Capacité de croissance

Pour réaliser notre vision, nous mettons l'accent sur des capacités précises, notamment la capacité de proposer des solutions intégrées et différenciées, qui nous aideront à croître et à acquérir des avantages concurrentiels au sein de nos principales entreprises et nouvelles entreprises éventuelles. Nous continuons de mettre l'accent sur nos clients pour répondre à leurs besoins. Nous continuons d'investir dans des capacités de d'expansion d'entreprise de premier plan pour nous permettre de repérer et mettre en œuvre des occasions d'acquisitions et de recyclage de capitaux attrayantes. Enfin, nous croyons que le système énergétique futur continuera non seulement d'être hautement intégré, mais aussi de devenir plus complexe. Il est donc important d'avoir de solides compétences en matière de structuration de partenariats et de gestion des relations pour bâtir et maintenir de solides systèmes d'infrastructures énergétiques.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

En 2025, nos activités se sont réparties en quatre secteurs d'exploitation : Oléoducs, Transport de gaz, Distribution et stockage de gaz et Production d'énergie renouvelable, comme on le verra ci-après.

OLÉODUCS

Le secteur Oléoducs comprend les pipelines et les terminaux au Canada et aux États-Unis qui transportent, stockent et exportent divers types de pétrole brut et d'autres hydrocarbures liquides. Le réseau assure la livraison d'environ six millions de barils par jour (« Mb/j ») et représente le plus grand réseau de pétrole brut et de liquides du monde.



RÉSEAU PRINCIPAL

Le réseau principal est un pipeline de transport commun qui regroupe le réseau principal au Canada et le réseau de Lakehead. Le réseau principal au Canada achemine 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 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. 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 d'hydrocarbures liquides entre l'Ouest canadien et les États-Unis.

Régime de tarification

L'entente tarifaire pour le réseau principal (l'« ETRP ») est un règlement négocié en vigueur pendant sept ans et demi, soit jusqu'à la fin de 2028, qui vise les tronçons canadien et américain du réseau principal, exception faite des canalisations 8 et 9, qui font l'objet de droits distincts. La Régie a rendu une ordonnance le 4 mars 2024 approuvant la demande d'Enbridge telle qu'elle avait été déposée.

L'ETRP prévoit 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. Aux termes de l'ETRP, le réseau principal est exploité en tant que réseau de transport commun accessible à tous les expéditeurs selon un processus de nomination mensuel.

L'ETPR prévoit :

- un TIC pour les expéditions de pétrole brut lourd de Hardisty à Chicago, composé de droits initiaux de 1,65 \$ le baril sur le réseau principal au Canada, majoré de droits initiaux 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 frais d'exploitation, d'administration et d'électricité liés aux indices des prix à la consommation aux États-Unis et des prix de l'électricité aux États-Unis et au Canada;
- des droits 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 qui offre 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.

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.

Droits locaux sur le réseau de Lakehead

Les droits de transport sont régis par la FERC pour les livraisons à partir de la frontière entre le Canada et les États-Unis, près de Neche, au Dakota du Nord, de Clearbrook, au Minnesota, et d'autres emplacements jusqu'à de principaux points de livraison sur le réseau de Lakehead. Le réseau de Lakehead ajuste périodiquement ces droits de transport, tel que le permettent la méthodologie indiciaire de la FERC et les accords tarifaires, dont les tarifs de référence et le mécanisme de surcharge sur les installations (« MSI ») 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 MSI, 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.

Les droits sur le réseau de Lakehead sont assujettis au règlement relatif au réseau de Lakehead approuvé par la FERC le 27 novembre 2023.

Le règlement visant le réseau de Lakehead prévoit une date d'abrègement de l'amortissement établie au 31 décembre 2048 pour le tarif de base applicable à la portion indexée et au MSI et définit les modalités de recouvrement futur, au moyen du supplément lié aux installations, pour les deux projets touchant la canalisation 5, soit le projet de relocalisation au Wisconsin et le tunnel du détroit de Mackinac.

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 relient plusieurs clients des régions des sables bitumineux d'Edmonton et de Hardisty.

La capacité cumulée de nos pipelines de transport de longue distance à l'intérieur de l'Alberta est d'environ 1,1 Mb/j jusqu'à Edmonton et 1,4 Mb/j jusqu'à Hardisty; Norlite assure une capacité d'environ 230 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.

Athabasca Indigenous Investments Limited Partnership, une entité représentant 23 Premières Nations et communautés métisses, détient une participation hors exploitation de 11,6 % dans sept pipelines de transport sur longue distance situés en Alberta faisant partie du réseau régional des sables bitumineux.

RÉSEAU DE LA CÔTE DU GOLFE ET DU MILIEU DU CONTINENT

Le réseau de la côte du golfe 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 le centre énergétique Ingleside d'Enbridge (« 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 700 kb/j.

Le pipeline Spearhead est un oléoduc de transport sur de longues distances de 938 kilomètres (583 milles) et 22 à 24 pouces de diamètre 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 les quais d'exportation de la côte texane du golfe.

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 livraison de pétrole brut aux pipelines de raccordement et aux terminaux ainsi que des frais de fluidification.

Gray Oak est un réseau de transport de pétrole brut léger 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 et dans la région de raffinage de Houston. Dans le cadre d'une expansion progressive, Gray Oak a ajouté 80 kb/j à sa capacité en 2025, ce qui porte la capacité annuelle moyenne actuelle à 980 kb/j; la phase 2 de l'expansion devrait rehausser de 40 kb/j la capacité du réseau et porter la capacité annuelle moyenne à 1,0 Mb/j en 2026. Notre participation économique effective dans Gray Oak est de 68,5 %. Enbridge assure l'exploitation de Gray Oak depuis avril 2023.

Nous détenons 100 % de l'EIEC, l'installation d'exportation de pétrole brut la plus importante en Amérique du Nord en termes de volume. L'EIEC a une capacité d'exportation de 1,6 Mb/j. La capacité de stockage totale de l'EIEC est de 17,6 millions de barils, et les travaux de construction en cours en rehausseront la capacité de deux millions de barils au début de 2026, dans le cadre de la phase VII du projet d'expansion. De plus, nous détenons une participation de 100 % dans le pipeline Viola d'une capacité de 300 kb/j et dans le terminal Taft d'une capacité de 350 milliers de barils, tous deux situés près de Corpus Christi, au Texas. Enfin, en octobre 2024, nous avons réalisé l'acquisition de deux quais maritimes et de terrains adjacents à l'EIEC. Cette acquisition rehausse la capacité d'exportation de pétrole brut et simplifie l'exploitation de l'EIEC en augmentant la disponibilité pour les très grands transporteurs de pétrole brut sur les quais de l'installation principale. Par ailleurs, nous détenons une participation de propriétaire non exploitant totale de 30 % dans le pipeline Cactus II, qui s'étend de Wink à Ingleside au Texas.

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 de 2 560 kilomètres (1 591 milles) d'un diamètre de 16, 18 ou 20 pouces et d'une capacité de 198 kb/j. Il sert au transport de diluants entre le terminal Manhattan, situé près de Chicago, en Illinois, et des installations de livraison situées à Edmonton, en Alberta. Le tronçon canadien du pipeline Southern Lights touche des produits tarifaires en vertu de contrats à long terme conclus avec des expéditeurs ayant pris un engagement en ce sens, sans compter que les tronçons canadien et américain touchent des droits sur le transport de volumes non visés par des engagements. Des contrats ont été conclus pour environ 90 % de la capacité du pipeline Southern Lights, et le reste de sa capacité est attribué au transport de volumes non visés par des engagements. Un appel au marché entièrement souscrit a été mené à bien en décembre 2024, 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. D'un diamètre de 20 à 24 pouces, 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 qui sont équipés de pipelines de 30 pouces qui s'étendent sur 3 080 kilomètres (1 914 milles). 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 de Petroleum Administration for Defense Districts (« PADD ») II et de la côte américaine du golfe. Le réseau pipelinier Bakken comprend le 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.

Le secteur Pipelines d'amenée et autres comprend aussi les installations de stockage Patoka, le réseau pipelinier Toledo et le réseau Norman Wells (« NW »). Les installations de stockage Patoka se composent de quatre réservoirs d'une capacité nominale de 480 milliers de barils situés à Patoka, en Illinois. Le réseau pipelinier Toledo, d'une capacité de 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. En janvier 2026, notre unique client du réseau NW a annoncé qu'il mettrait fin à ses activités à Norman Wells au cours de 2026.

Le secteur Oléoducs comprend également l'entreprise de commercialisation de pétrole brut au Canada et aux États-Unis, qui propose 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. L'entreprise 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, l'entreprise de commercialisation de pétrole brut 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.

CONCURRENCE

Les solutions de rechange en matière d'infrastructures ou de logistique (transport ferroviaire ou camionnage, par exemple) 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 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 pipelinier.

Nous estimons que nos réseaux d'oléoducs seront à même d'attirer les producteurs du BSOC, du bassin de Bakken 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.

L'entreprise de commercialisation de pétrole brut 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 pipelinères.

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 continue d'être 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 l'Asie du Sud-Est au sens large. 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 de l'adoption croissante de véhicules électriques.

On s'attend à ce que l'Organisation des pays exportateurs de pétrole continue d'équilibrer les marchés et de gérer les prix au moyen de contingentements de la production malgré l'accélération de la production extracôtière au Brésil et au Guyana et la croissance continue en provenance du Canada et des États-Unis. Aux États-Unis, la croissance à long terme 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 2025, avec un débit de 3,1 Mb/j. La demande des raffineries du marché du nord du Midwest du PADD II a été soutenue. Sur la côte américaine du golfe, la faiblesse de l'offre de pétrole brut lourd de l'Amérique latine et du Moyen-Orient continue de faire 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 et compte tenu de l'aménagement de l'EIEC à Corpus Christi, y compris l'intégration complète et l'optimisation des quais maritimes et des terrains acquis auprès de Flint Hills en octobre 2024.

L'opposition à l'utilisation de combustibles fossiles conjuguée aux préférences en évolution de nos clients et aux nouvelles technologies 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.

Ces dynamiques de l'offre et de la demande évoluent, car le climat politique actuel au Canada et aux États-Unis continue de se transformer, notamment en raison des changements de gouvernement, des relations commerciales ainsi que de la conjoncture et des conflits géopolitiques, notamment la situation politique au Venezuela. Nous continuons de surveiller ces développements ainsi que leur incidence sur nos activités.

TRANSPORT DE GAZ

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



TRANSPORT DE GAZ AUX ÉTATS-UNIS

Le transport de gaz aux États-Unis 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 »), Valley Crossing Pipeline, LLC (« Valley Crossing »), Vector Pipeline L.P. (« Vector »), Gulfstream Natural Gas System, L.L.C. (« Gulfstream »), Sabal Trail Transmission, LLC (« Sabal Trail »), NEXUS Gas Transmission, LLC (« NEXUS »), Southeast Supply Header, LLC (« SESH »), Whistler Parent, LLC (« Whistler Parent JV »), Delaware Basin Residue, LLC (« DBR »), Matterhorn Express, LLC (« MXP ») et dans certains autres actifs de gazoducs et de stockage. Les activités de transport de gaz aux États-Unis 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 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 13 745 kilomètres (8 541 milles) de canalisations et des stations de compression connexes et a une capacité de pointe de 12,1 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 du transport de gaz aux États-Unis, y compris l'installation de stockage de Tres Palacios Holdings LLC que nous avons acquise en 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 1 817 kilomètres (1 129 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 les eaux du golfe. 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. Cette infrastructure, située en Alabama, en Géorgie et en Floride, apporte environ 1,0 Gpi³/j de capacité supplémentaire et donne 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 en Amérique du Nord. 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 raccords 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, et sa capacité quotidienne de pointe s'établit à 1,1 Gpi³/j. Nous détenons une participation de 50 % dans SESH.

Whistler Parent JV, coentreprise constituée en mai 2024, détient une participation de 100 % dans Whistler Pipeline, LLC (« Whistler »), un pipeline intraétatique constitué de 450 milles de canalisations et des stations de compression connexes et d'une capacité de 2,5 Gpi³/j, qui s'étend du bassin permien à Agua Dulce, au Texas, une participation de 70 % dans ADCC Pipeline, LLC, un pipeline de 40 milles et d'une capacité de 1,7 Gpi³/j, qui s'étend d'Agua Dulce, au Texas, à l'installation d'exportation de GNL de Cheniere Energy, située à Corpus Christi et une participation de 50 % dans Waha Gas Storage, LLC, une caverne de stockage de gaz de 2,0 Gpi³ raccordant les principaux pipelines de sortie du bassin permien, y compris Whistler. Nous détenons une participation de 19 % dans Whistler Parent JV.

DBR détient une participation de 100 % dans Agua Blanca, LLC, Waha Connector, LLC et Gateway Pipeline, LLC, un réseau combiné de pipelines qui relie les stocks du bassin permien à Whistler et à d'autres pipelines transportant du gaz naturel depuis le bassin permien vers les marchés en aval, et la participation restante de 50 % dans Waha Gas Storage, LLC non détenue par Whistler Parent JV. Nous détenons une participation de 15 % dans DBR.

MXP Parent JV, coentreprise entre Enbridge, WhiteWater Midstream, ONEOK, Inc et MPLX LP, détient i) une participation de 100 % dans MXP, qui détient le pipeline Matterhorn Express, un pipeline intraétatique constitué d'environ 580 milles de canalisations interétatiques et des stations de compression connexes et d'une capacité de 2,5 Gpi³/j, qui s'étend du bassin permien jusqu'à Katy, au Texas, et ii) une participation de 70 % dans le pipeline Eiger Express, d'une capacité de 3,7 Gpi³/j, dont le tracé est parallèle à celui du pipeline Matterhorn Express. Nous détenons une participation de 10 % dans MXP Parent JV.

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

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

TRANSPORT DE GAZ AU CANADA

L'unité d'exploitation Transport de gaz au Canada englobe le gazoduc BC Pipeline de Westcoast Energy Inc. (« Westcoast ») ainsi que certains autres pipelines de collecte de gaz de moindre envergure du secteur intermédiaire. Elle comprend aussi 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 du service de la Régie.

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.

Le 1^{er} juillet 2025, Westcoast a procédé à une réorganisation dans le cadre de laquelle la presque totalité des biens et des actifs liés à BC Pipeline ont été transférés à un partenariat nouvellement créé, soit Westcoast Engery Limited Partnership. Le 2 juillet 2025, le regroupement de Premières Nations, une entité qui représente 38 Premières Nations de la Colombie-Britannique, a investi environ 736 M\$ dans le réseau BC Pipeline de Westcoast. Au 31 décembre 2025, le regroupement de Premières Nations détenait une participation ne donnant pas le contrôle rachetable de 12,47 % dans le réseau BC pipeline. À la suite de l'investissement du regroupement de Premières Nations, nous continuons à gérer et à exploiter le réseau de pipelines.

AUTRES

Les autres activités comprennent essentiellement nos actifs extracôtiers et nos actifs du secteur intermédiaire.

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 dans la région de la côte du golfe 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 en capital 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, nous avons acquis auprès de Morrow Renewables six installations de production de GNR à partir de sites d'enfouissement situés au Texas et en Arkansas. Ces actifs sont exploités par l'intermédiaire de Tomorrow RNG, une filiale entièrement détenue par Enbridge, et font progresser davantage la stratégie à faibles émissions de carbone d'Enbridge en accélérant la capacité de production de GNR sur les principaux marchés.

Les actifs du secteur des services intermédiaires comprennent une participation économique effective de 13,2 % dans DCP Midstream, LP (« 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 condensats. DCP possède et exploite plus de 33 usines ainsi que des gazoducs et des pipelines de LGN d'une longueur d'environ 83 176 kilomètres (51 683 milles); ses installations sont réparties dans les grandes régions productrices dans sept États.

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 58 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 du golfe pour alléger la rareté sur les marchés du nord-est. Nos réseaux, fonctionnant au maximum de leur capacité et fortement utilisés, ont désormais la capacité de transporter divers approvisionnements bidirectionnels vers les marchés du nord-est, du sud-est, du Midwest et de la côte du golfe 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.

Grâce à la connectivité avec la région des Appalaches, le marché du Midwest a accès à une région productrice de gaz à faible coût sur le continent. 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 du golfe 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 dans cette région devrait augmenter d'environ 20 Gpi³/j jusqu'en 2040. Le marché de la côte du golfe a pu bénéficier de la capacité à faible coût de notre réseau, 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 2025, les États-Unis ont exporté plus de 16 Gpi³/j de gaz naturel vers les marchés de GNL, principalement de la région du golfe.

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. BC Pipeline, qui est fortement utilisé, fournit l'un des quelques liens essentiels avec les centres de demande dans la région du nord-ouest sur la côte du Pacifique. 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 devraient jouer 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 19 Gpi³/j en 2025 à 25 Gpi³/j en 2040. Cette croissance est soutenue par les exportations de GNL qui augmenteront pour passer de 0,5 Gpi³/j en 2025 à 5 Gpi³/j en 2040. 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 rapport publié en 2025 par l'Agence internationale de l'énergie (International Energy Agency ou « IEA »), la demande énergétique mondiale devrait augmenter d'environ 20 % d'ici 2050, surtout en raison de la croissance économique des pays non membres de l'OCDE. Selon le scénario de l'IEA, 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 16 % 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 2025-2026 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 alors que les volumes des exportations de GNL devraient augmenter en 2026-2027.

L'opposition à l'aménagement de projets de gaz naturel, y compris de nouveaux projets de pipelines, se manifeste dans certains territoires, 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 plus écologique au gaz naturel classique, puisqu'il 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 gaz à effet de serre (« GES »). 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 réduction des émissions, le GNR pourrait jouer un rôle important dans la transition vers un avenir énergétique plus propre et plus résilient. Selon le scénario publié récemment par l'IEA, la consommation mondiale de GNR devrait augmenter à un taux de croissance annuel composé de 11 % d'ici 2050.

Ces dynamiques de l'offre et de la demande évoluent, car le climat politique actuel au Canada et aux États-Unis continue de se transformer, notamment en raison des changements de gouvernement. Nous continuons de surveiller ces développements ainsi que leur incidence sur nos activités.

DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

Le secteur Distribution et stockage de gaz, qui se compose de nos services publics de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés, dessert des clients résidentiels, commerciaux et industriels en Ontario, au Québec, en Ohio, en Caroline du Nord, en Utah, au Wyoming et en Idaho ainsi que Wexpro Company (« Wexpro »), qui met en valeur et exploite les réserves de gaz naturel pour le compte d'Enbridge Gas Utah, d'Enbridge Gas Wyoming et d'Enbridge Gas Idaho. Nos réseaux de distribution, qui sont appuyés par des installations de stockage et de compression, transportent le gaz naturel aux clients à l'échelle de l'Amérique du Nord.



Nos services publics participent directement à trois principaux volets interreliés des activités de distribution du gaz naturel : la distribution, le transport et le stockage. Au 31 décembre 2025, le nombre de clients et la longueur approximative cumulée des pipelines pour chacun de nos principaux réseaux de distribution et de transport sont les suivants :

Au 31 décembre 2025	Nombre de clients (en millions)	Longueur cumulée
Enbridge Gas Ontario	4,0	157 000 km (97 804 milles)
Enbridge Gas Ohio	1,2	53 800 km (33 430 milles)
Enbridge Gas Utah, Wyoming et Idaho	1,2	55 700 km (34 610 milles)
Enbridge Gas North Carolina	0,7	39 400 km (24 482 milles)

Notre réseau de stockage comprend principalement nos actifs au carrefour Dawn et l'installation de stockage de gaz de Tecumseh (collectivement, « Dawn »).

Distribution

La distribution de gaz naturel à la clientèle représente la principale source de produits du secteur Distribution et stockage de gaz. Les services offerts aux clients résidentiels, aux petites entreprises et aux petites industries 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 au service garanti ou interruptible. Aux termes d'un contrat de service garanti, nous sommes tenus de livrer du gaz naturel à ces 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 à notre gré principalement pour répondre à la demande saisonnière ou en période de pointe des clients disposant d'ententes de service garanti. L'organisme de réglementation respectif de chaque province ou de chaque État approuve les tarifs pour les services contractuels et les services généraux.

Certains clients peuvent choisir la source d'approvisionnement en gaz naturel, selon l'État ou la province. Le cas échéant, ces clients peuvent acheter et livrer leur propre gaz naturel à des points en amont du réseau de distribution ou directement à nos réseaux de distribution. Ils peuvent aussi opter pour un approvisionnement à partir des réseaux, selon lequel ils achètent du gaz naturel de notre portefeuille d'approvisionnement. Une proportion importante de nos clients en Ohio participe au programme Energy Choice, dans le cadre duquel les clients résidentiels sont encouragés à acheter du gaz directement auprès de fournisseurs de détail ou par l'entremise d'un programme d'agrégation communautaire et à nous en confier la livraison. Les clients dans nos autres zones de desserte achètent principalement du gaz de notre portefeuille diversifié d'approvisionnements en gaz naturel, que nous maintenons en nous procurant des approvisionnements en provenance de nombreux bassins d'approvisionnement et points d'achat à l'échelle de l'Amérique du Nord. Nous concluons des contrats de services de transport garanti afin d'acheminer les approvisionnements en gaz naturel du lieu d'achat vers nos zones de desserte. Certains de nos services publics de gaz aux États-Unis disposent d'un mécanisme de découplage des produits selon lequel les produits autres que ceux tirés du gaz sont découplés de l'utilisation ajustée en fonction de la température par client, ce qui permet de percevoir un revenu mensuel autorisé par client et d'appuyer la promotion de l'économie d'énergie.

Transport

Enbridge Gas Inc. (« Enbridge Gas Ontario ») propose des services de transport garanti et interruptible sur son réseau pipelinier Dawn-Parkway. Le réseau de transport d'Enbridge Gas Ontario relie aussi un vaste ensemble de bassins de stockage de gaz souterrains au carrefour 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 de l'est 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. Un montant substantiel des produits tirés du transport d'Enbridge Gas Ontario provient des droits annuels fixes liés à la demande.

Les projets d'expansion du réseau d'Enbridge Gas Ohio au cours de la dernière décennie ont donné l'occasion d'offrir des services de transport comme débouché intéressant pour la production de schistes en raison de sa proximité avec les bassins schisteux d'Utica et de Marcellus, tout en rehaussant la flexibilité opérationnelle du système.

Stockage

Les activités de notre entreprise de distribution de gaz 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 nous permet de prendre livraison de gaz naturel à des conditions favorables en dehors des périodes de pointe, soit l'été, que nous utiliserons par la suite pendant la saison de chauffage hivernale. De cette manière, nous réduisons le plus possible le coût annuel du transport du gaz naturel entre ses bassins d'approvisionnement, ce qui contribue à diminuer notre 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 nos zones de desserte.

L'installation de stockage de Dawn, d'une capacité utile totale de quelque 290 Gpi³, est située dans le sud-ouest de l'Ontario. Elle comprend 35 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. Un montant considérable des produits tirés du stockage d'Enbridge Gas Ontario provient des droits annuels fixes liés à la demande. Une capacité d'environ 60 Gpi³ de stockage souterrain en Ohio procure une souplesse supplémentaire quant à la fiabilité du réseau et la gestion du coût d'approvisionnement pour les clients.

CONCURRENCE

Nos réseaux de distribution de gaz sont régis par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »), la Régie de l'énergie du Québec, la Public Utilities Commission of Ohio (la « commission de l'Ohio »), la North Carolina Utilities Commission (la « commission de la Caroline du Nord »), l'Utah Public Service Commission (la « commission de l'Utah »), la Wyoming Public Service Commission (la « commission du Wyoming ») et l'Idaho Public Utilities Commission (la « commission de l'Idaho »). Nos réseaux de distribution de gaz ne sont généralement pas soumis à la concurrence de tierces parties de distribution dans leurs zones de desserte.

Notre réseau de distribution de gaz livre concurrence aux autres formes d'énergie auxquelles les clients et utilisateurs finaux ont accès, y compris l'électricité, le charbon, le propane et les mazouts. Les facteurs qui influent sur la demande de gaz naturel comprennent notamment les conditions météorologiques, les variations de prix, la disponibilité du gaz naturel et d'autres formes d'énergie, l'intensité de l'activité commerciale, la conservation, la législation, la réglementation gouvernementale 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, mais qu'elle pourrait augmenter en raison de la demande en période de pointe quotidienne et de la construction de centres de données. Toutefois, certains risques propres au marché du gaz naturel peuvent faire obstacle à ses perspectives de croissance.

Les politiques de carboneutralité, les préférences en évolution de nos clients pour des combustibles à plus faible teneur en carbone et les technologies plus efficaces, conjuguées à l'opposition continue à l'aménagement d'installations de gaz naturel dans certaines régions de l'Amérique du Nord, pourraient 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'élaborer notre stratégie commerciale en fonction des changements de préférences de nos clients et des exigences en matière de politiques publiques.

Enbridge continue de promouvoir l'économie d'énergie comme stratégie d'amélioration de l'abordabilité ainsi que 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.

L'offre et la demande sont également touchées par le contexte législatif dans lequel nos secteurs exercent leurs activités. Par exemple, à compter du 1^{er} avril 2025, le taux unitaire de la redevance fédérale sur le carbone en Ontario a été fixé à zéro. De plus, en juin 2025, le premier plan énergétique intégré du gouvernement de l'Ontario, qui met l'accent sur l'abordabilité de l'énergie et le choix des consommateurs, a déterminé que le gaz naturel est un élément essentiel et vital du bouquet énergétique de l'Ontario. En 2023, le projet de loi 507 de la Chambre des représentants de l'Ohio a été signé pour définir officiellement le gaz naturel comme une « énergie verte ». En 2021, l'Ohio et l'Utah ont tous deux adopté des projets de loi (le projet de loi 201 de la Chambre et le projet de loi 17 de la Chambre, respectivement) empêchant l'interdiction du gaz naturel. Les lois interdisent aux municipalités et aux comtés de promulguer « une ordonnance, une résolution ou une politique interdisant ou ayant pour effet d'interdire le branchement ou le rebranchement d'un service public d'énergie ». Cependant, elles n'empêchent pas les autorités locales ou de comté d'appuyer l'électrification par des mesures incitatives ou la restriction de l'utilisation du gaz dans les bâtiments municipaux ou de comté. En 2021, la Chambre des représentants de la Caroline du Nord a signé le projet de loi 951. Il demande à la commission de la Caroline du Nord d'élaborer un plan, connu sous le nom de Plan carbone de la Caroline du Nord, prévoyant une réduction de 70 % des émissions de carbone dans le secteur de l'électricité d'ici 2030, qui favorise le passage du charbon au gaz.

Au cours des dix dernières années, la croissance de l'approvisionnement gazier en Amérique du Nord, en raison surtout de la mise en valeur de ressources de gaz non classique dans les bassins d'approvisionnement de Montney, de Marcellus et d'Utica ainsi que dans le bassin permien, a fait baisser les prix des marchandises annuels et réduit les écarts de prix saisonniers. Les prix du gaz naturel ont subi l'incidence de la baisse de la demande liée aux conditions météorologiques et de l'augmentation des stocks en Amérique du Nord, ce qui a entraîné des prix plus stables et moins élevés.

Enbridge Gas Utah, Enbridge Gas Wyoming et Enbridge Gas Idaho ont conclu un accord fondé sur le coût du service avec Wexpro, qui met en valeur et exploite des réserves de gaz naturel pour le compte du service public. La production de Wexpro alimente jusqu'à 55 % de la demande annuelle du service public (jusqu'à 65 % si certaines conditions sont respectées et que les approbations sont obtenues), et procure une couverture physique contre la volatilité des prix des marchandises tout en conservant l'option d'achat aux taux du marché auprès de fournisseurs tiers au moyen de contrats à long terme. Les activités de Wexpro s'étendent de la pointe nord du bassin de la rivière Greater Green à Pinedale, au Wyoming, en passant par le bassin de Vermillion au Wyoming et au Colorado, jusqu'au bassin d'Uinta en Utah. Wexpro établit son programme annuel de forage en prévoyant les besoins de consommation des services publics.

L'installation de GNL de Magna, d'une capacité de 1,3 Gpi³, est située à Magna en Utah. L'installation assure la fiabilité du réseau pour les clients d'Enbridge Gas Utah à Salt Lake City et dans les comtés environnants. Le GNL est produit principalement pendant les mois plus chauds de l'année, puis stocké pour être utilisé en cas de besoin pour des raisons de fiabilité.

PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Le secteur Production d'énergie renouvelable se compose essentiellement de participations dans des installations de production d'énergie éolienne et solaire ainsi que des participations dans des installations de production d'énergie géothermique. Au Canada, nos actifs sont situés au Québec, en Ontario et en Alberta. Aux États-Unis, nos actifs d'énergie renouvelable sont situés principalement dans les États du Texas, de l'Ohio, de l'Indiana, du Colorado 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 4 100 MW, qui se ventile comme suit :

- 1 399 MW sont générés par les installations éoliennes en Amérique du Nord;
- 967 MW sont générés par les installations solaires en exploitation en Amérique du Nord, et d'autres projets prévoyant une capacité supplémentaire de 1 015 MW sont en construction;
- 621 MW sont générés par les installations éoliennes extracôtières en Europe;
- 97 MW devraient être générés par le projet éolien extracôtier de Courseulles (Calvados) en France, actuellement en construction.

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

La majeure partie de nos investissements dans des actifs éoliens et solaires extracôtiers au Canada, aux États-Unis et en Europe sont détenus par des coentreprises.

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. Nos produits sont en majeure partie tirés de CAE à long terme. 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, nous ciblons 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'élaboration et de construction de projets d'infrastructure à grande échelle.

OFFRE ET DEMANDE

Une forte croissance de la demande à l'échelle de l'Amérique du Nord est prévue, alimentée par la demande croissante en énergie des centres de données et d'autres clients industriels à forte charge, ainsi que par l'électrification continue des secteurs résidentiel, industriel et des transports. De plus, les entreprises utilisatrices d'électricité cherchant à réduire leurs émissions continuent d'alimenter la demande d'électricité renouvelable et d'attributs environnementaux.

En réponse aux perspectives de croissance de la demande, 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 l'énergie éolienne (ces dernières représentant la majeure partie de nos actifs d'énergie renouvelable), sont généralement privilégiées pour répondre à la demande accrue.

La baisse du coût en capital et des frais d'exploitation ainsi que l'augmentation de la capacité des centrales éoliennes et solaires devraient continuer de soutenir la compétitivité à long terme de l'énergie renouvelable et d'appuyer les investissements, même en l'absence d'incitatifs gouvernementaux. 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 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.

Par l'intermédiaire de nos coentreprises européennes, nous continuons d'examiner les occasions dans le secteur éolien extracôtier en Europe pour répondre à la demande croissante.

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 de notre filiale entièrement détenue qui est une société d'assurance captive. L'activité principale de notre filiale qui est une société d'assurance captive 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 ainsi que les services de commercialisation du gaz naturel et de l'électricité et les services logistiques aux raffineurs, producteurs et autres clients nord-américains de même que l'élimination des opérations intersectorielles nécessaire à la présentation de notre performance financière et de notre situation financière sur une base consolidée.

RÉGLEMENTATION

Nos actifs et nos activités sont soumis à de nombreuses réglementations gouvernementales et environnementales de la part de diverses autorités fédérales, provinciales, étatiques et locales. Il s'agit notamment de réglementations opérationnelles liées à la sécurité et à la protection de l'environnement et de réglementations économiques régissant les tarifs que nous facturons à nos clients pour nos services. Ces exigences ont une incidence sur notre exploitation, nos dépenses en immobilisations, notre bénéfice, nos flux de trésorerie ainsi que sur notre situation financière et notre position concurrentielle. La non-conformité à ces exigences pourrait entraîner des amendes, des pénalités, des mesures correctives, des restrictions opérationnelles, une surveillance accrue de la part des organismes de réglementation et des parties prenantes, une hausse des frais d'exploitation et de conformité et un risque d'atteinte à la réputation. Nous surveillons continuellement l'élaboration des règles et les instances tarifaires et intégrons les investissements nécessaires à la conformité dans nos plans d'investissement. Nous avons mis en place des programmes de conformité réglementaire et des systèmes de gestion pour atténuer ces risques éventuels.

RÉGLEMENTATION GOUVERNEMENTALE

Réglementation touchant l'exploitation

États-Unis

Aux États-Unis, l'exploitation de nos oléoducs et de nos gazoducs est régie par les lois et règlements régissant la sécurité des pipelines, dont l'application relève de la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (« PHMSA »), organisme relevant du ministère des Transports des États-Unis, ainsi que de certains organismes de réglementation étatiques. Ces lois et règlements nous obligent à nous conformer à un ensemble important d'exigences en matière de conception, de construction, d'entretien et d'exploitation de nos pipelines interétatiques et intraétatiques, y compris, entre autres, les exigences visant à surveiller et à maintenir l'intégrité de nos pipelines et à les exploiter dans les limites de conception permises, comme les pressions. La défaillance des pipelines ou le non-respect de la réglementation applicable pourraient entraîner diverses mesures d'exécution, comme une réduction des pressions de fonctionnement, ce qui viendrait réduire la capacité disponible de nos pipelines. La PHMSA continue de réviser les règlements en vigueur et d'établir de nouveaux règlements appuyant les normes de sécurité conçues pour améliorer les processus de gestion de l'intégrité de l'exploitation et réduire les émissions de méthane.

Canada

Au Canada, les activités liées à nos oléoducs et à nos gazoducs sont assujetties à la réglementation en matière de sécurité administrée par la Régie ou les 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 nos pipelines et d'en assurer l'intégrité. De plus, la Régie a le pouvoir d'imposer diverses mesures d'exécution, comme des sanctions administratives pécuniaires en cas de non-conformité, ainsi que des exigences en matière de capacité financière en vue de la cessation d'exploitation et en cas de déversement important. En cas de déversement important ou de tout autre manquement, la Régie pourrait imposer des restrictions de pression, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur l'exploitation et les finances. Comme aux États-Unis, les lois et les règlements visant à améliorer la sécurité des pipelines au Canada ont continué d'évoluer et font l'objet d'une surveillance continue.

Réglementation économique

Pipelines et installations

Nos activités liées aux pipelines et aux installations sont assujetties à la réglementation économique de divers organismes de réglementation au Canada et aux États-Unis, notamment la Régie et la FERC. Ces organismes de réglementation supervisent les tarifs de transport et de stockage, les droits et les tarifs douaniers pour nos actifs. Notre capacité d'établir des tarifs de transport et de stockage pour nos gazoducs et nos oléoducs interétatiques 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 frais d'exploitation de ces pipelines et actifs de stockage, y compris un taux de rendement raisonnable. Les droits liés à nos pipelines interprovinciaux au Canada sont soumis à la réglementation de la Régie. Les mesures réglementaires ou administratives prises par la Régie, la FERC et d'autres organismes de réglementation, y compris les procédures tarifaires, l'examen des ententes commerciales proposées (par exemple, les ententes de règlement tarifaire avec les expéditeurs), les décisions sur les demandes (par exemple, les nouveaux projets d'expansion) et les politiques réglementaires (par exemple, les politiques d'amortissement) peuvent avoir une incidence sur nos activités. 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.

Les changements de politique fiscale pourraient également avoir une incidence sur les actifs existants et les occasions d'aménagement futures. Par exemple, les récentes mises à jour apportées à la législation fiscale américaine par la loi intitulée *One Big Beautiful Bill Act* prévoient la passation en charges immédiate des dépenses d'investissement ainsi que des modifications permettant la déduction de charges d'intérêts supplémentaires. De plus, le Canada et les États-Unis ont élargi les incitatifs fiscaux pour les investissements dans le captage, l'utilisation et le stockage du carbone. Les changements de politique fiscale, ainsi que l'introduction de tarifs douaniers, pourraient modifier les coûts en capital et avoir une incidence sur les projets de développement.

Services publics gaziers

Nos activités de services publics gaziers au Canada et aux États-Unis sont réglementées par les organismes de réglementation des services publics provinciaux et étatiques.

Réglementation du gaz au Canada

Les activités d'Enbridge Gas Ontario sont réglementées par la CEO et les activités d'Enbridge Gaz Québec sont réglementées par la Régie de l'énergie du Québec.

Enbridge Gas Ontario exerce ses activités en vertu d'un cadre tarifaire pluriannuel établi par la CEO qui a commencé par les tarifs de base en fonction du coût du service pour 2024 et qui est suivi d'un mécanisme de plafonnement des tarifs pour 2025 à 2028.

Enbridge Gaz Québec exerce ses activités en vertu d'un cadre tarifaire pluriannuel établi par la Régie de l'énergie qui a débuté par des tarifs de base fondés sur le coût du service pour 2025 et une méthode simplifiée d'établissement des tarifs qui comprend une formule paramétrique d'indexation des coûts d'exploitation applicable pour les années 2026 et 2027. Enbridge Gaz Québec dispose également d'un mécanisme de découplage intégral des produits en place depuis 2024 et qui demeurera en vigueur jusqu'en 2027 (inclusivement).

Réglementation du gaz en Ohio

Enbridge Gas Ohio et certains volets de ses activités sont assujettis à la réglementation des tarifs par la commission de l'Ohio. Au besoin, Enbridge Gas Ohio cherche à obtenir des augmentations générales des tarifs de base pour recouvrer l'augmentation des frais d'exploitation et un juste rendement sur les investissements financés par les tarifs de base. Les tarifs de base sont établis en fonction du coût du service par classe tarifaire. Une conception à tarif simple fixe et variable, dans laquelle la majeure partie des frais d'exploitation sont recouverts au moyen de frais mensuels plutôt que de frais volumétriques, est utilisée pour établir les tarifs pour la majorité des clients d'Enbridge Gas Ohio.

La commission de l'Ohio a également approuvé plusieurs mécanismes autonomes de recouvrement des coûts pour recouvrer des coûts précis et un rendement pour les projets d'infrastructure, de technologie de l'information et d'intégrité ou liés à la conformité entre les dossiers tarifaires de base.

Réglementation du gaz en Caroline du Nord

Enbridge Gas North Carolina et d'autres volets de ses activités sont assujettis à la réglementation des tarifs par la commission de la Caroline du Nord. Au besoin, Enbridge Gas North Carolina cherche à obtenir des augmentations générales des tarifs de base pour recouvrer les frais d'exploitation accrus et un juste rendement sur les investissements financés par les tarifs de base. Les tarifs de base sont établis en fonction du coût du service par classe tarifaire. Les tarifs de base pour Enbridge Gas North Carolina sont conçus principalement en fonction d'une méthodologie de conception tarifaire selon laquelle la majeure partie des frais d'exploitation sont recouverts au moyen de frais volumétriques. Les frais volumétriques pour les clients résidentiels et les entreprises sont assujettis à un découplage des produits et ajustés en fonction des changements d'utilisation par client.

Réglementation du gaz en Utah, au Wyoming et en Idaho

Enbridge Gas Utah, Enbridge Gas Wyoming et Enbridge Gas Idaho et certains aspects de leurs activités sont assujettis à la réglementation des tarifs par la commission de l'Utah, la commission du Wyoming et la commission de l'Idaho, respectivement. La commission de l'Idaho a conclu un contrat avec la commission de l'Utah pour la surveillance tarifaire des activités d'Enbridge Gas Idaho dans une petite région du sud-est de l'Idaho.

Les tarifs de base sont établis en fonction du coût du service par classe tarifaire. Les tarifs de base sont conçus principalement en fonction d'une méthodologie de conception tarifaire selon laquelle la majeure partie des frais d'exploitation est recouverte au moyen de frais volumétriques. Les frais volumétriques pour les clients résidentiels et les petites entreprises de l'Utah et du Wyoming sont assujettis à un découplage des produits et ajustés en fonction des changements d'utilisation par client.

Commercialisation du pétrole brut

L'entreprise de commercialisation du pétrole brut est assujettie 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. 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 ministère de la Justice des États-Unis et les organismes de réglementation étatiques. Au Canada, les organismes provinciaux et territoriaux de réglementation des valeurs mobilières réglementent de la même façon la commercialisation des marchandises au pays. Ces divers organismes de réglementation appliquent, entre autres, l'interdiction de la manipulation des marchés, de la fraude et des opérations perturbatrices. Le transport de pétrole brut et de LGN par wagon ou par camion est réglementé par le ministère des Transports des États-Unis, Transport Canada et les organismes de réglementation provinciaux ou étatiques, qui exigent le respect des lois et réglementations en matière de sécurité, de sûreté, de gestion des urgences et d'environnement liées au transport terrestre de marchandises. Le non-respect des règles et règlements en vigueur pourrait entraîner des amendes, des pénalités et des restrictions opérationnelles.

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 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 touchant la fiabilité et 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 sécuritaire de l'électricité, du gaz naturel et du pétrole. Il s'agit notamment d'établir des normes de fiabilité et des taux du marché et de déterminer certains aspects tarifaires du développement et de l'accès au réseau de transport d'électricité. Les normes et les décisions en matière de tarification du NERC et de la FERC sont également mises à jour de temps à autre.

Les changements de politique au Canada et aux États-Unis pourraient avoir une incidence sur les actifs existants et les occasions de développement futures pour la production d'énergie renouvelable. Par exemple, au Canada, le *Règlement sur l'électricité propre*, entré en vigueur en 2025, exige que le réseau d'électricité au Canada atteigne la carboneutralité d'ici 2050, les premières limitations entrant en vigueur en 2035. Le Canada a aussi promulgué des dispositions législatives accordant un crédit d'impôt aux projets de production, de stockage et de transport à faibles émissions. Aux États-Unis, des lois comme la *One Big Beautiful Bill Act* éliminent progressivement les crédits d'impôt pour l'énergie propre et limitent le contenu étranger. À l'inverse, la directive de l'actuelle administration américaine visant à mettre en œuvre un plan d'action en matière d'IA pourrait entraîner une hausse de la demande d'électricité, ce qui favoriserait de nouvelles opportunités.

La production d'énergie renouvelable est également assujéti 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 nos activités et augmenter les coûts de participation aux marchés régionaux de l'électricité. Les gouvernements d'autres États et provinces accordent également la priorité à la fiabilité et aux caractéristiques de production plus adaptables sur leurs marchés.

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 »). L'UE est également chargée d'établir des règles de protection de l'environnement et des normes de délivrance de permis. 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. Chaque pays du Royaume-Uni (par exemple l'Angleterre et l'Écosse) est également responsable de l'établissement de ses propres règlements environnementaux et de la délivrance de permis. Le secteur de l'éolien extracôtier est également soutenu par l'engagement du Royaume-Uni à atteindre la carboneutralité d'ici 2050.

RÉGLEMENTATION ENVIRONNEMENTALE

Les activités dans tous nos secteurs sont assujetties à un grand nombre de lois, de règlements et de politiques en matière d'environnement aux niveaux fédéral, provincial, étatique et municipal. Ces exigences s'appliquent à tous les domaines environnementaux, y compris la qualité de l'air et de l'eau, la gestion des déchets et des sols, la protection des habitats, la faune et les espèces protégées, le bruit, les interventions d'urgence et la réhabilitation des sites contaminés historiques, entre autres. Étant donné que ces lois varient d'un territoire à l'autre, qu'elles continuent d'évoluer et qu'elles peuvent parfois entrer en conflit, elles créent de l'incertitude réglementaire et compliquent la conformité. Le respect de ces obligations peut nécessiter d'importantes dépenses en immobilisations et augmenter les coûts d'exploitation, et les cas de non-conformité ou les incidents environnementaux peuvent entraîner d'importantes obligations d'assainissement, des mesures coercitives, des pénalités financières, des interruptions d'exploitation ou le déploiement obligatoire de technologies sophistiquées de contrôle de la pollution. Le non-respect de la réglementation peut également entraîner des réclamations de la part des tiers lésés et des répercussions sur la réputation, contribuant à l'exposition au risque à long terme. Se reporter à la rubrique 1A, *Facteurs de risque – Risques d'ordre réglementaire ou juridique* pour plus de détails.

Au Canada et aux États-Unis, nos activités sont régies par des régimes de réglementation environnementale à plusieurs niveaux dont la portée, la structure et l'application diffèrent. Au Canada, la surveillance est partagée entre la législation fédérale et les cadres provinciaux qui réglementent les émissions, la tarification du carbone, l'utilisation des terres et l'octroi de permis, créant ainsi des voies de conformité distinctes entre les provinces.

Aux États-Unis, la réglementation fédérale sur l'air dans le cadre du *Clean Air Act*, administrée par l'Agence américaine de protection de l'environnement (l'« EPA »), ont des implications opérationnelles et financières importantes, les normes relatives aux principaux polluants, aux polluants atmosphériques dangereux et au méthane nécessitant des investissements continus dans la détection, la surveillance et les technologies de contrôle avancées. Bien que les mesures fédérales récentes aient créé de l'incertitude, y compris des révisions ou des pauses éventuelles de certaines exigences de déclaration et de conformité, la tendance à long terme indique des contrôles des émissions de plus en plus rigoureux et la possibilité de frais liés au méthane. Enbridge prévoit que la poursuite de l'élaboration des règles de l'EPA, ainsi que les programmes étatiques qui peuvent surpasser les références fédérales ou combler les lacunes laissées par les ajustements fédéraux, devraient nécessiter une capacité d'adaptation soutenue, une planification proactive de la conformité et une gestion attentive des coûts.

Qualité de l'air

Le 7 mars 2025, le Canada a publié le *Règlement sur la réduction des rejets de composés organiques volatils (stockage et chargement de liquides pétroliers volatils)* (le « règlement sur les COV »). Ce règlement touche nos actifs du secteur Oléoducs, et plus particulièrement les réservoirs de stockage et les activités de chargement de liquides pétroliers. Le règlement sur les COV établit des exigences en matière d'équipement de contrôle des émissions, de tenue de livres, d'inspections et d'entretien des réservoirs de stockage et des quais de chargement visés par le règlement. Le secteur Oléoducs a mis en œuvre un programme structuré pour se conformer à toutes les stipulations du règlement sur les COV. Ces changements réglementaires nécessiteront des capitaux et des dépenses d'exploitation supplémentaires. Nous continuons d'en surveiller l'évolution et de coordonner les efforts au sein de nos unités fonctionnelles pour assurer la conformité dans les délais prescrits.

Les modifications proposées au règlement canadien sur la réduction des rejets de méthane font partie des efforts plus vastes déployés par le gouvernement canadien pour réduire d'au moins 75 % les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier d'ici 2030, par rapport aux niveaux de 2012. Ces modifications proposées visent à réduire davantage les émissions de méthane en limitant l'évacuation, en imposant la destruction du gaz et en augmentant la gestion des émissions fugitives, ce qui a une incidence sur nos actifs des secteurs Transport de gaz et Distribution et stockage de gaz. Une autre voie pour l'atteinte de la conformité fondée sur le rendement et reposant sur un système de surveillance des émissions est également proposée. Le règlement devrait être finalisé d'ici le printemps 2026.

Le gouvernement du Canada a adopté un cadre pancanadien de tarification du carbone en 2016 au moyen de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* (LTPGES), qui établit un système de tarification fondé sur le rendement (« STFR ») pour les installations industrielles. La partie 1 de la LTPGES, qui appliquait une redevance sur les combustibles consommés, a été abrogée le 1^{er} avril 2025 et, par conséquent, Enbridge Gas Ontario a retiré la redevance fédérale sur le carbone des factures de ses clients. Le STFR de la partie 2 continue de s'appliquer aux grands émetteurs, imposant des obligations de conformité pour les émissions supérieures aux limites propres à l'installation et octroyant des crédits pour les émissions inférieures à ces limites. En avril 2025, le prix fédéral du carbone applicable aux émetteurs industriels est passé de 80 \$ à 95 \$ par tonne d'équivalent de dioxyde de carbone (éq. CO₂). Conformément au barème de la LTPGES, ce prix continuera d'augmenter de 15 \$ par tonne annuellement pour atteindre 170 \$ par tonne d'éq. CO₂ en 2030.

En mars 2022, le Canada a publié son *Plan de réduction des émissions pour 2030*, qui s'appuie sur le cadre pancanadien et sur la *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité*. Cette loi établit une feuille de route pour réduire les émissions de GES de 40 % à 45 % d'ici 2030 et pour atteindre la carboneutralité d'ici 2050, et elle est appuyée par des politiques et des programmes complémentaires. Enbridge Gas Ontario, qui distribue environ 2,3 Gpi³/j de gaz naturel en Ontario et au Québec, est directement touchée par ces exigences. Ces cadres influencent considérablement la planification opérationnelle, la stratégie d'investissement et les obligations de conformité de la société. Enbridge Gas Ontario évalue activement le rôle de son infrastructure existante à la lumière des politiques gouvernementales applicables en matière de réduction des émissions.

Aux États-Unis, plusieurs initiatives réglementaires clés de l'EPA continuent d'affecter nos activités dans ce pays :

- La règle du bon voisinage, qui fixe de nouvelles limites d'émission d'oxyde d'azote pour certaines sources industrielles, reste temporairement suspendue à l'échelle nationale dans l'attente de l'issue d'un litige, ce qui crée une incertitude quant aux délais et aux obligations liés à la conformité.
- Les normes de performance des nouvelles sources (New Source Performance Standards - NSPS) en vertu des sous-parties OOOOb et OOOOc du 40 Code of Federal Regulations Part 60, imposent de nouvelles exigences en matière de COV, de dioxyde de soufre et de méthane aux installations nouvelles et existantes de pétrole brut et de gaz naturel, certains délais de mise en conformité ayant été reportés à 2027 en vertu d'une règle finale intérimaire de 2025.
- Le 15 janvier 2026, l'EPA a finalisé les modifications des NSPS applicables aux turbines à combustion fixes, introduisant des exigences révisées pour limiter les émissions d'oxydes d'azote et, dans des situations définies, exigeant l'installation d'équipement de contrôle ou de surveillance des émissions. Cette règle définitive remplace également les exigences antérieures de la sous-partie KKKK pour les nouvelles sources. Nous continuons d'évaluer l'incidence potentielle de cette règle sur les dépenses en immobilisations, les charges d'exploitation et les coûts de conformité pour nos turbines actuelles et prévues.
- En 2024, l'EPA a proposé des mises à jour des normes nationales de qualité de l'air ambiant, abaissant le taux annuel de particules fines de 12,0 à 9,0 microgrammes par mètre cube d'air. Pour nos secteurs Transport de gaz et Distribution et stockage de gaz, ce changement augmenterait considérablement nos obligations liées à la réglementation et à l'obtention de permis dans les régions qui n'atteignent pas le nouveau seuil. Toutefois, la règle est toujours en cours de réexamen et l'EPA n'a pas encore publié les recommandations des États concernant les désignations de non-conformité.

Conformément à la réglementation fédérale américaine, les installations qui émettent 25 000 tonnes métriques d'éq. CO₂ par année ou plus doivent déclarer leurs émissions de GES dans le cadre du programme de déclaration obligatoire des GES. Ce programme a été révisé par l'EPA en 2024 afin d'inclure des sources supplémentaires ainsi que de nouvelles méthodes de mesure et de calcul pour le secteur pétrolier et gazier, et ces modifications entrent en vigueur pour l'année de déclaration 2025. Ces modifications ont été conçues pour respecter l'exigence de la loi intitulée *Inflation Reduction Act* d'utiliser davantage de données empiriques. Nous nous préparons à déclarer les émissions de 2025 en 2026; toutefois, une proposition a été publiée en septembre 2025 pour mettre fin à certaines des exigences de déclaration et suspendre d'autres parties de la déclaration jusqu'en 2034.

Gestion des déchets

Les services publics gaziers aux États-Unis sont assujettis à diverses lois et réglementations fédérales et étatiques régissant la gestion, le stockage, le traitement, la réutilisation et l'élimination des déchets et des substances dangereuses. Les activités d'exploitation et de construction de Wexpro, liées à la production pétrolière et gazière et aux puits de stockage du gaz, génèrent des déchets. L'eau de complétion est éliminée dans des installations d'élimination commerciales, tandis que l'eau produite est transportée pour être éliminée, évaporée ou injectée dans les puits d'injection souterrains appartenant à Wexpro et à une tierce partie. Les puits forés dans des réservoirs de sable et de schiste étanches doivent être stimulés par fracturation hydraulique pour atteindre des taux de production économique et des réserves récupérables. La majeure partie de la production actuelle et future et du potentiel de réserve de Wexpro provient de réservoirs qui doivent faire l'objet de stimulation par fracturation hydraulique pour être commercialement viables. À l'heure actuelle, toutes les activités de construction de puits, y compris la stimulation au moyen de fractures hydrauliques et la gestion et l'élimination des fluides de fracturation hydraulique, sont réglementées par des organismes fédéraux et étatiques qui examinent et approuvent tous les aspects de la conception et de l'exploitation des puits de gaz et de pétrole.

Espèces protégées

La *Loi sur les espèces en péril* du Canada protège les espèces sauvages répertoriées et interdit de détruire ou d'endommager leur habitat essentiel ou leur résidence. De même, aux États-Unis, l'*Endangered Species Act* protège les espèces sauvages en péril. À mesure que d'autres espèces sont proposées ou inscrites aux registres de ces lois, les interactions avec certains actifs, en particulier les installations d'énergie éolienne, pourraient augmenter, ce qui pourrait avoir une incidence sur les permis, l'exploitation et les dépenses connexes des actifs de notre secteur Production d'énergie renouvelable.

Autres règlements

State Climate Leadership and Community Protection Act de New York

Adoptée en 2019, la loi intitulée *Climate Leadership and Community Protection Act* (la « Climate Act ») est l'une des lois climatiques les plus ambitieuses aux États-Unis. Elle impose des réductions de GES de 40 % d'ici 2030 et d'au moins 85 % d'ici 2050 par rapport aux niveaux de 1990, et elle exige une électricité à carboneutre d'ici 2040. La Climate Act a établi un conseil d'action sur le climat chargé d'élaborer un plan pour atteindre ces objectifs et a ordonné au ministère de la Conservation de l'environnement des États-Unis d'adopter des règlements exécutoires. La loi prévoit également un programme de plafonnement et d'investissement à l'échelle de l'économie et un système de déclaration obligatoire des GES. En mars 2025, l'État de New York a publié son programme de déclaration obligatoire des GES, qui exige que les propriétaires et exploitants déclarent leurs émissions directes et indirectes de GES à compter de 2027, au moyen des données de 2026, sous réserve d'une vérification par un tiers. Nous nous préparons à nous conformer à ces exigences supplémentaires de suivi et de déclaration tout en évaluant les stratégies de réduction des émissions. Le calendrier de mise en œuvre du programme de plafonnement et d'investissement demeure incertain; il est actuellement proposé pour 2027-2028, mais fait l'objet de litiges qui sont en cours. En plus des frais associés au programme de plafonnement et d'investissement, des amendes sont prévues pour les erreurs mineures dans la déclaration des émissions.

Greenhouse Gas Industrial Reporting and Control Act de la Colombie-Britannique

En 2024, la Colombie-Britannique est passée d'un système explicite de tarification du carbone pour les grands émetteurs au STFR de la Colombie-Britannique. Le STFR de la Colombie-Britannique est un système de tarification du carbone industriel obligatoire pour les installations qui émettent plus de 10 000 tonnes d'équivalent CO₂ par année. Les pipelines sont traités comme une installation linéaire, ce qui permet de regrouper toutes les sources d'émission. Les prix du carbone sont alignés sur le point de référence fédéral et appuient les cibles provinciales de réduction des émissions de 40 % d'ici 2030, de 60 % d'ici 2040 et de 80 % d'ici 2050. Le STFR de la Colombie-Britannique vise nos actifs de transport de gaz en Colombie-Britannique, y compris le réseau de gazoducs de Westcoast et Aitken Creek, et impose une obligation annuelle à l'égard des émissions de combustion stationnaire, d'évacuation utile et de torchage. Les installations qui dépassent leur limite peuvent se conformer au moyen de crédits gagnés, d'unités compensatoires ou de paiements directs. Par ailleurs, si les émissions annuelles sont inférieures à la limite, les actifs donneront droit à des crédits qui seront mis en réserve pour une utilisation future ou vendus à d'autres activités.

Règlement de l'Alberta sur l'innovation technologique et la réduction des émissions

En mai 2025, le gouvernement de l'Alberta a approuvé le gel du prix du carbone pour le secteur industriel prévu par son règlement sur la technologie, l'innovation et la réduction des émissions (le « TIER »), le prix étant fixé à 95 \$ CA par tonne d'équivalent CO₂. Des modifications apportées au TIER en décembre 2025 introduisent par ailleurs une option de conformité des investissements directs et des dispositions d'exemption pour les petites installations à compter de 2026, avec application rétroactive pour 2025. Nous détenons actuellement deux actifs assujettis au TIER, soit l'usine de production d'électricité au gaz naturel du terminal de South Edmonton du secteur Oléoducs et la station de compression de gaz naturel Gordondale de Westcoast du secteur Transport de gaz, qui ont toutes deux soumis des demandes d'exemption en date du 1^{er} avril 2025 et obtenu l'approbation le 30 janvier 2026 pour les deux installations. Au 31 décembre 2025, les obligations de conformité étaient toujours en vigueur; toutefois, le gel du prix du carbone stabilise les coûts à court terme comparativement aux projections établies précédemment, tandis que le resserrement progressif des émissions autorisées selon le modèle fédéral se poursuit à raison de 2 % par année. Nous nous attendons à pouvoir comptabiliser une réduction des coûts de conformité au TIER dès 2026 pour le paiement relatif à l'exercice 2025 selon les obligations de conformité au 31 mars 2025. Ces changements ne devraient pas avoir d'incidence financière importante étant donné la moins grande ampleur des installations réglementées et les dispositions d'exemption prévues. Nous continuons de surveiller les faits nouveaux relatifs à la réglementation et d'étudier le TIER pour gérer les coûts et satisfaire nos obligations de conformité.

RESSOURCES EN CAPITAL HUMAIN

TAILLE ET COMPOSITION DE L'EFFECTIF

Au 31 décembre 2025, nous comptons environ 14 800 employés permanents, dont environ 2 600 employés syndiqués à l'échelle de l'Amérique du Nord. L'effectif total est désormais de plus de 16 300 si les employés temporaires et les sous-traitants sont inclus. Bien que nous privilégions les relations de travail directes, lorsque nous avons négocié collectivement pour les employés, nous avons entretenu 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 sous-traitants, ce qui donne de solides résultats par rapport aux normes du secteur. Par ailleurs, nous participons activement à l'amélioration continue alors que nous poursuivons nos efforts pour obtenir une absence totale d'incidents.

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.

HAUTS DIRIGEANTS

Le tableau ci-dessous présente des renseignements sur nos hauts dirigeants au 13 février 2026 :

<u>Nom</u>	<u>Âge</u>	<u>Titre</u>
Gregory L. Ebel	61	Président et chef de la direction
Patrick R. Murray	51	Vice-président directeur et chef des finances
Colin K. Gruending	56	Vice-président directeur et président, Oléoducs
Matthew A. Akman	58	Vice-président directeur et président, Transport de gaz
Michele E. Harradence	57	Vice-présidente directrice et présidente, Distribution et stockage de gaz
Reginald D. Hedgebeth	58	Vice-président directeur, Affaires extérieures, et chef du contentieux
Allen C. Capps	55	Vice-président principal, Stratégie, et président, Électricité
Dean C. Patry	53	Vice-président principal et chef de l'expansion de l'entreprise
Laura J. Sayavedra	58	Vice-présidente principale, Sécurité, Projets, et chef de l'administration

Gregory L. Ebel a été nommé président et chef de la direction le 1^{er} janvier 2023, et il est également membre du conseil d'administration d'Enbridge. M. Ebel a occupé la fonction de président du conseil d'administration de 2017 à 2022, ainsi que la fonction de président du conseil d'administration et président et chef de la direction de Spectra Energy de 2009 à 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 des 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.

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, et vice-président principal, Expansion de l'entreprise et examen des placements, de mai 2018 à juin 2019.

Matthew A. Akman a été nommé vice-président directeur et président, Transport de gaz, le 1^{er} janvier 2026. Il 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. Avant d'exercer ses fonctions actuelles, M. Akman a été vice-président directeur, Stratégie d'entreprise, et président, Électricité, de mars 2023 à décembre 2025. Auparavant, il a été vice-président principal, Stratégie d'entreprise, et président, Électricité de janvier 2023 à mars 2023, 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.

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 de l'entreprise de distribution et de stockage d'Enbridge à l'échelle de l'Amérique du Nord. 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.

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.

Allen C. Capps a été nommé vice-président principal, Stratégie et président, Électricité le 1^{er} janvier 2026. M. Capps est responsable de la direction générale et de l'exploitation de l'entreprise d'électricité d'Enbridge et dirige également la stratégie d'entreprise. Avant d'assumer ses fonctions actuelles, M. Capps a occupé le poste de vice-président principal et de chef des activités commerciales, Transport de gaz de mars 2022 à décembre 2025, de vice-président principal, Expansion de l'entreprise et Services énergétiques de juin 2019 à mars 2022 et de vice-président principal et chef de la comptabilité de février 2017 à juin 2019.

Dean C. Patry a été nommé vice-président principal et chef de l'expansion de l'entreprise le 17 novembre 2025. Il est responsable des fusions et acquisitions, de l'attribution des capitaux, de l'examen des placements et de la supervision du bureau de la gestion des transactions. Avant d'exercer ses fonctions actuelles, M. Patry a été vice-président principal, Activités commerciales et stratégie, Électricité d'octobre 2023 à novembre 2025, et vice-président principal, Exploitation et ingénierie, Oléoducs de juillet 2020 à septembre 2023. M. Patry est entré au service d'Enbridge en mai 2019 en tant que vice-président principal, Exploitation au sein du secteur Oléoducs.

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'immobilisations, 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.

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 intéressés, 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 Inc. (exerçant ses activités sous la dénomination Enbridge Gas Ontario) se trouvent dans sa notice annuelle, ses états financiers et son rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, 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 Ontario 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 2025, 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 Energy Inc. (« Westcoast ») se trouvent dans ses états financiers et son rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, 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 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, l'environnement, nos relations avec les parties prenantes, la sécurité du public et de nos employés et notre réputation.

Ces risques d'exploitation comprennent les accidents, les dommages causés par des tiers aux biens ou aux réseaux, les pannes d'équipement, les défaillances de processus, l'erreur humaine, les pannes d'électricité majeures, l'arrêt ou la restriction de l'approvisionnement de marchandises, les incidents opérationnels, la défaillance des systèmes de technologie de l'information ou des systèmes de technologie opérationnelle, les incidents de sécurité (cybernétiques ou physiques) et les niveaux de capacité ou d'efficacité opérationnelle inférieurs aux prévisions, entre autres. De tels événements pourraient être catastrophiques.

L'exposition aux conditions météorologiques extrêmes et aux catastrophes naturelles, y compris celles liées aux changements climatiques, amplifie également le risque d'exploitation. Des événements tels que les chutes de neige abondantes, les précipitations extrêmes, les inondations, les glissements de terrain, les feux de forêt, les ouragans, les cyclones, les tornades, les tempêtes tropicales, les ondes de tempête, les tempêtes de verglas et les températures extrêmes, ainsi que les risques physiques chroniques tels que les changements à long terme dans les régimes de précipitations ou les températures élevées soutenues peuvent avoir une incidence sur la sécurité et la fiabilité de nos activités. Nous avons fait face et nous attendons à continuer de 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.

Nos actifs et nos activités sont vulnérables aux dommages ou aux perturbations découlant de tels événements, ce qui pourrait entraîner une baisse des produits d'exploitation découlant d'une interruption des activités ou d'une réduction de la capacité ainsi qu'une hausse des coûts en raison des réparations ou des mesures d'adaptation. De tels événements ont entraîné et pourraient encore entraîner 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 décès. Un tel incident s'est produit par le passé et pourrait se produire de nouveau dans l'avenir et causer des pertes substantielles que les assurances pourraient ne pas couvrir entièrement, ce qui pourrait influencer négativement sur les résultats. De tels incidents pourraient également avoir des répercussions persistantes sur notre réputation et compromettre nos relations avec les parties prenantes. Dans le cas des pipelines et des installations de stockage situés près de zones habitées, les dommages potentiels pourraient être encore plus grands. Nous prévoyons devoir continuer à engager des coûts appréciables pour nous préparer aux risques d'exploitation ou y réagir. En outre, nous avons fait l'objet de litiges et d'amendes et de pénalités considérables imposées par les organismes de réglementation par suite de tels événements, et nous pourrions en faire l'objet à l'avenir.

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 pourrait avoir des répercussions importantes et négatives sur nos activités, nos résultats financiers, nos relations avec les parties prenantes, la sécurité de notre clientèle d'utilisateurs finaux et notre réputation. Les interruptions de nos services de transport de pétrole brut et de gaz naturel pourraient perturber les activités et les résultats des clients, qui comptent sur nous pour acheminer leurs produits jusqu'aux points de commercialisation ou pour respecter leurs accords contractuels. De telles perturbations ont donné lieu à des poursuites par le passé et pourraient 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 incidents opérationnels décrits dans le facteur de risque précédent.

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

Les actifs d'Enbridge couvrent une vaste zone géographique et sont souvent exploités à proximité de zones peuplées. Nous avons eu des incidents majeurs mettant en cause ces actifs qui ont entraîné, et pourrait encore causer, des blessures ou un décès à des personnes du public. En outre, étant donné les dangers inhérents à nos activités, nos employés et sous-traitants sont également exposés à des risques menaçant leur sécurité physique. Malgré toutes nos précautions, de tels incidents de sécurité se sont déjà produits et pourraient se produire à l'avenir. De tels événements pourraient nuire à notre réputation, entraîner des actions en justice, des coûts de réparation importants ou des frais d'exploitation ou d'assurance plus élevés.

Les cyberattaques et autres incidents de cybersécurité constituent une menace importante 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.

Les risques liés à la cybersécurité ont augmenté en raison de la prolifération de nouvelles technologies et de la sophistication accrue des cyberattaques et de la cybercriminalité motivée par le gain financier, ainsi qu'en raison de facteurs politiques internationaux et nationaux, notamment les tensions géopolitiques, les conflits armés, l'agitation civile, le sabotage, le terrorisme et les activités de cyberespionnage parrainées par des États ou par d'autres organisations. L'erreur humaine ou les méfaits peuvent également contribuer aux cyberincidents, qui peuvent être internes ou externes et se produire à n'importe quel point 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 cyberincidents, 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. Les auteurs de cybermenaces ont attaqué ces infrastructures énergétiques, y compris à nos actifs, et continuent de menacer de s'y attaquer. Les organismes gouvernementaux ont prévenu que les attaques ciblant les infrastructures essentielles, y compris les pipelines, les services publics et les installations de production d'électricité, sont de plus en plus complexes, de plus en plus importantes et de plus en plus fréquentes. De tels risques pourraient augmenter en période de tensions géopolitiques accrues.

Nous avons constaté une augmentation des tentatives non autorisées d'accès à nos systèmes et aux données de l'entreprise, et nous nous attendons à ce que cette tendance se poursuive. Bien que nous investissions massivement dans les 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, nos tiers fournisseurs et nous avons connu des cyberattaques de divers degrés et nous nous attendons à continuer à en connaître, y compris les attaques par déni de service. À notre connaissance, ces cyberattaques n'ont pas eu d'incidence négative importante sur nos activités, notre exploitation ou nos résultats financiers jusqu'à présent, mais de futurs incidents pourraient en avoir.

Nous nous attendons à ce que nos systèmes technologiques, ainsi que ceux de nos fournisseurs ou d'autres fournisseurs de services, continuent d'être ciblés, ce qui pourrait compromettre nos données et nos systèmes et notre accès, ou celui de nos clients ou autres, à ces derniers. De tels événements pourraient perturber nos activités, nuire à notre capacité de consigner, de traiter et de communiquer les opérations, ou entraîner la perte de données. Rien ne peut garantir que nos mesures de continuité des activités élimineront complètement le risque de perturbations ou d'incidences négatives sur l'entreprise. 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 et des investisseurs, ainsi que des renseignements sur la propriété intellectuelle ou d'autres renseignements commerciaux de nature exclusive de notre entreprise. Ces risques sont accrus à la suite des Acquisitions, ce qui augmente la surface d'attaque et le volume de renseignements personnels sur les clients traités.

Les conséquences d'un cyberincident important pourraient comprendre les risques suivants : perte de produits d'exploitation, 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 ou rançongiciels, coûts de mise en œuvre de mesures de sécurité supplémentaires, perte de clients, insatisfaction de la clientèle, atteinte à la réputation ou d'autres conséquences défavorables, coûts ou pertes financières. 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 nouvelles lois, de nouveaux règlements et de nouvelles ordonnances en matière de cybersécurité, et leurs modifications, ont été mis en œuvre ou proposés, ce qui entraînera des exigences réglementaires de surveillance et de conformité supplémentaires et nécessitera d'importantes ressources internes et externes ainsi qu'une augmentation des coûts. Les répercussions potentielles sur nos activités des futures lois, règlements ou ordonnances liés à la cybersécurité sur nos activités demeurent incertaines et ne peuvent être prédites de façon fiable.

Une cyberattaque peut se produire et demeurer non détectée pendant une période prolongée, ce qui représente un risque inhérent que nous devons continuellement gérer. Les enquêtes sur les cyberattaques ou d'autres incidents de sécurité sont souvent imprévisibles et prennent habituellement du temps avant que des renseignements complets et fiables soient disponibles. Au cours de cette période, il se peut que nous ne voyions pas les dommages ou l'approche corrective optimale, ce qui pourrait faire en sorte que les problèmes persistent ou s'aggravent et faire augmenter à la fois les coûts et les risques. Les 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. Des règlements récents peuvent exiger la divulgation d'incidents de cybersécurité avant que les enquêtes ou les mesures correctives soient terminées, ce qui ajoute à la complexité et au risque. À mesure que les cyberattaques continuent d'évoluer, nous pourrions devoir investir des ressources supplémentaires importantes pour renforcer les mesures de protection et éliminer les vulnérabilités.

Les rapports des médias sur une cyberattaque ou un autre incident de sécurité important, qu'ils soient exacts ou non, ou notre incapacité à divulguer des renseignements de façon adéquate ou en temps opportun au public, aux organismes de réglementation, aux organismes d'application de la loi ou aux personnes touchées pourraient avoir une incidence négative sur nos résultats d'exploitation et entraîner d'autres conséquences défavorables, y compris une atteinte à notre réputation ou à notre compétitivité, une atteinte à nos relations avec nos clients, partenaires, fournisseurs, investisseurs et autres parties prenantes. De telles circonstances pourraient également entraîner une perturbation des activités, des coûts de remédiation ou de protection accrus, des litiges importants ou des mesures réglementaires, des amendes ou des sanctions, tous ces éléments pouvant avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre exploitation, notre réputation ou nos résultats financiers.

Les progrès réalisés dans le domaine de l'IA et la rapidité avec laquelle nous pouvons ou non les mettre en œuvre augmentent les risques liés à la cybersécurité dont il est question ci-dessus, et peuvent également avoir une incidence négative sur nos activités, notre exploitation, notre réputation ou nos résultats financiers.

Le traitement, la conservation et la transmission sécurisés de l'information sont essentiels à nos activités. Cela comprend l'intégration de l'IA pour améliorer à la fois l'efficacité et la sécurité. Par exemple, Enbridge utilise des plateformes infonuagiques et des assistants IA pour rendre les flux de travail et l'analyse des données plus efficaces.

À mesure que l'adoption et l'intégration de l'IA s'accroissent dans nos activités quotidiennes, les risques associés aux technologies et à la cybersécurité s'intensifient également, augmentant le potentiel de vulnérabilité des systèmes et leur exposition aux menaces malveillantes. L'évolution continue et l'utilisation croissante des systèmes d'IA générative par Enbridge et des tiers, ainsi que l'intégration des technologies de l'IA dans les logiciels, les systèmes et les autres outils actuellement utilisés ou envisagés par Enbridge posent un certain nombre de risques pour la technologie, les systèmes d'information et la confidentialité des données d'Enbridge. Cela s'explique par le risque d'utilisation abusive par les utilisateurs, de prise de décision fondée sur des modèles ou des informations biaisés ou incorrects, de divulgation non autorisée de données sensibles, d'utilisation non autorisée de la propriété intellectuelle et d'autres risques, qui pourraient tous compromettre la sécurité, la productivité et la rentabilité. Les outils d'IA peuvent offrir des avantages à Enbridge s'ils sont utilisés, développés et mis en œuvre avec succès dans le cadre d'une gouvernance appropriée, mais ces avantages peuvent nécessiter des dépenses importantes et ne jamais se concrétiser, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

Nous sommes exposés à des risques liés à l'intégrité de nos systèmes et infrastructures, ainsi qu'à celle des systèmes informatiques, réseaux informatiques et autres systèmes de communication de nos sociétés affiliées et de tiers.

L'interruption des systèmes et le manque d'intégration et de redondance dans les systèmes d'information et l'infrastructure, tant de nos propres sites Web que d'autres systèmes informatiques, ainsi que des logiciels de sociétés affiliées et de tiers, des réseaux informatiques et d'autres fournisseurs de services de systèmes de communication sur lesquels nous comptons, pourraient nuire à notre capacité de mener nos activités. De telles interruptions peuvent être causées par des catastrophes naturelles, des actes malveillants tels que le piratage informatique ou des actes terroristes ou des conflits armés, des erreurs humaines ou d'autres causes, telles que pannes techniques ou d'autres défaillances. En ce qui concerne les logiciels ou les systèmes de tiers, certains accords ne sont pas couverts par des ententes à long terme. De plus, la perte d'une partie ou de la totalité de certains membres clés du personnel pourrait nous obliger à consacrer des ressources supplémentaires au maintien de nos logiciels et de nos systèmes, et pourrait nous exposer à des interruptions de service.

Bien que nous disposions de systèmes de sauvegarde, de centres de données hors site et infonuagiques, ainsi que d'une redondance des services pour certains aspects de nos activités, la planification de la reprise après sinistre, de par sa nature, ne peut tenir compte de toutes les éventualités. De plus, il se peut que nous ne disposions pas d'une couverture d'assurance suffisante pour compenser tout ou partie des pertes résultant d'une interruption majeure. Si l'un ou l'autre de ces événements défavorables se produisait, cela pourrait nuire à nos activités, à notre situation financière et à nos résultats d'exploitation.

Des attaques et des menaces terroristes, l'intensification de l'activité militaire en réponse à ces attaques ou actes d'hostilité, toute autre agitation civile ou manifestation d'activisme ou l'incertitude géopolitique 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, comme il est indiqué ci-dessus), 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 influencer la confiance et les dépenses des consommateurs et la liquidité du marché, tous ces facteurs pouvant 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, des troubles civils ou des perturbations militaires, commerciales, ou de l'offre et de la demande de marchandises pourraient avoir une incidence considérable sur nos activités et celles de nos clients. Les infrastructures critiques stratégiques, telles que les actifs énergétiques, font face à un risque accru de cyberattaques ou d'attaques physiques. Nos actifs et nos projets en construction pourraient être des cibles directes ou indirectes d'une telle attaque.

De plus, l'intensification de l'activisme environnemental contre les infrastructures énergétiques pourrait entraîner des retards dans les travaux, une réduction de la demande à l'égard de nos services, de lois ou politiques publiques nouvelles ou plus strictes ou encore le refus de délivrer des permis ou d'autoriser des emprises ou un retard dans leur délivrance ou leur autorisation. Nous sommes également confrontés à des risques liés aux relations internationales et aux événements géopolitiques. Des facteurs tels que l'instabilité politique, économique ou sociale, les différends commerciaux, l'augmentation des tarifs douaniers, les modifications aux lois et à la réglementation et les changements dans le leadership politique peuvent entraîner une volatilité des prix des marchandises et influencer la disponibilité et les coûts de l'énergie.

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 à 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 risque*. Les changements climatiques et leurs répercussions peuvent nuire grandement à nos activités, à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation, à nos flux de trésorerie, à notre réputation, à notre accès au capital ou à l'assurance, à nos plans d'affaires et à nos stratégies.

RISQUES PHYSIQUES

Les risques physiques liés au climat découlent de conditions météorologiques changeantes et plus extrêmes, qui 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 précipitations extrêmes, les inondations, les glissements de terrain, les feux de forêt, les ouragans, les cyclones, les tornades, les tempêtes tropicales, les ondes de tempête, 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. Les risques physiques chroniques peuvent également comprendre la modification des débits fluviaux, le déplacement des terres et l'affaissement du sol.

Nos actifs et nos activités sont exposés à des risques de dommages ou à d'autres répercussions négatives de ce genre d'événements, ce qui a entraîné et pourrait entraîner à l'avenir 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. 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. De tels événements pourraient également entraîner des blessures ou des décès.

RISQUES LIÉS À LA TRANSITION

La transition mondiale vers une économie à plus faibles émissions de carbone implique des changements politiques, juridiques, technologiques et commerciaux qui, à leur tour, pourraient faire augmenter nos frais d'exploitation et avoir une incidence sur les opinions et les décisions des parties prenantes au sujet d'Enbridge. Les répercussions potentielles comprennent une atteinte à notre réputation et une baisse de la demande pour certains de nos services, ce qui pourrait entraîner une diminution de la rentabilité ou de la valeur de nos actifs. Les risques liés à la transition comprennent les catégories suivantes :

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

Nous sommes assujettis à diverses lois et à divers règlements liés aux changements climatiques et aux émissions dans les territoires où nous exerçons nos activités, notamment au niveau fédéral, étatique, provincial et local, et ces lois et règlements continuent d'évoluer et de changer en fonction de l'évolution des politiques gouvernementales et de l'opinion publique. Les politiques et règlements clés liés au carbone qui nous touchent sont décrits à la partie I, rubrique 1. *Activités - Réglementation - Réglementation environnementale*. La tarification du carbone sous forme de taxe sur le carbone, de redevances sur le carbone ou d'autres mécanismes de tarification du carbone présente des risques pour notre entreprise, notamment une réduction possible de la demande pour nos services et une diminution de la viabilité économique de nos projets. Nous sommes également assujettis à des lois contre l'écoblanchiment et sommes touchés par les exigences de divulgation liées au climat en cours d'élaboration dans certains territoires où nous exerçons nos activités. Cette évolution des politiques, de la législation et de la réglementation pourrait avoir une influence sur la demande de marchandises et sur le bouquet énergétique global que nous offrons. Elle a déjà entraîné une augmentation des risques et des coûts liés à la conformité, y compris des coûts plus élevés pour nos clients.

L'opposition des parties prenantes à certaines de nos activités et à l'industrie énergétique, en particulier aux combustibles fossiles, continue de présenter des risques pour notre entreprise, tels que des manifestations, des plaintes, des litiges et des mesures réglementaires liés aux changements climatiques, y compris contre Enbridge. De plus, l'activisme anti-ESG s'est intensifié, créant des priorités concurrentes pour les parties prenantes, des régimes de réglementation fragmentés et une incertitude accrue. Nous avons été confrontés à des défis juridiques liés au climat et nous nous attendons à continuer de l'être. La défense et le règlement de ces poursuites ont entraîné une augmentation des coûts et entraîneront probablement des dépenses supplémentaires, ce qui pourrait nuire à notre réputation, à notre stratégie et à nos résultats financiers.

- **Risques liés à la technologie**

La réalisation de nos objectifs de réduction des émissions dépend en partie des progrès technologiques, de l'innovation et de la modernisation de nos actifs. Les progrès technologiques dans des domaines tels que l'énergie renouvelable, le captage et le stockage du carbone et d'autres infrastructures énergétiques à faibles émissions de carbone peuvent contribuer à réduire nos émissions, à prolonger la durée de vie de nos actifs et à diversifier nos activités. Cependant, le recours à ces technologies comporte également des risques, notamment le rythme des progrès technologiques, l'incertitude liée aux exigences réglementaires et les coûts potentiellement élevés qui pourraient rendre leur utilisation peu rentable. Si les technologies de réduction des émissions ne se concrétisent pas comme prévu, il pourrait être plus difficile d'atteindre nos objectifs de réduction des émissions.

- **Risques de marché**

Les préoccupations liées aux changements climatiques, l'augmentation de la demande d'énergie à plus faibles émissions de carbone et de nouvelles technologies énergétiques, l'évolution du comportement des clients et la réduction de la consommation d'énergie pourraient réduire la demande à l'égard de nos services ou de nos titres. Au cours des dernières années, certains investisseurs, prêteurs et assureurs ont commencé à réduire ou envisagent de réduire l'intensité carbonique de leurs portefeuilles ou de limiter leur appui du secteur des combustibles fossiles. Ces mesures pourraient accroître nos coûts de gestion de ces risques et restreindre l'accès au capital et à l'assurance, ou en augmenter le coût. L'incertitude du marché, y compris les variations soudaines ou importantes dans les prix et la demande d'énergie, qui pourraient être causées par les changements climatiques, pourrait avoir une incidence négative sur nos activités, par exemple en raison de la réduction du débit de nos réseaux pipeliniers.

- **Risques de réputation**

Les sociétés énergétiques, dont Enbridge, continuent de faire face à des perceptions négatives au sujet des combustibles fossiles et des pipelines, ce qui peut susciter l'opposition des parties prenantes à nos activités et à nos projets d'infrastructure, ainsi que des préoccupations de la part des investisseurs, des parties prenantes ou des organismes de réglementation au sujet des actifs délaissés. Ces facteurs peuvent avoir une incidence sur notre capacité d'obtenir des capitaux ou de mener à bien de nouveaux projets.

Les activités, les objectifs, les engagements et les plans liés au climat d'Enbridge sont fondés sur divers jugements, hypothèses, estimations, risques et incertitudes. Les règles, les normes et les méthodologies pour l'établissement d'objectifs liés au climat ainsi que pour l'évaluation des renseignements liés au climat sont toujours en cours d'élaboration. Par conséquent, nos objectifs liés au climat et les informations que nous publions à ce titre sont fondés sur des hypothèses qui pourraient changer à l'avenir. La réalisation de nos objectifs et engagements en matière de durabilité nécessitera des mesures et des efforts collectifs de la part d'un vaste éventail de parties prenantes, dont une grande partie est indépendante de notre volonté, et rien ne garantit que ces efforts produiront l'effet escompté. Nos objectifs liés au climat et nos méthodes de réduction des émissions continueront d'évoluer et pourraient devoir être révisés au fil de l'amélioration des données, du développement des normes, des méthodologies, des mesures et des paramètres ainsi que de l'évolution des lois, des règlements et des attentes des parties prenantes.

Le fait de faire face à des défis réels ou perçus dans l'atteinte de nos objectifs liés au climat, le non-respect des exigences réglementaires ou de déclaration liées au climat, ou l'incapacité de répondre aux attentes des parties prenantes pourrait nuire à notre réputation, réduire la demande pour nos services ou nos titres et nous exposer à des mesures d'exécution ou à des poursuites, ce qui pourrait nuire à notre entreprise, à nos activités ou à nos résultats financiers.

RISQUES LIÉS À NOTRE ENTREPRISE ET À NOTRE SECTEUR

Nos actifs sont assujettis à des risques liés à l'utilisation dans tous nos secteurs d'activité.

Oléoducs : Nous sommes en partie 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, comme le réseau de Lakehead. Toute diminution des volumes transportés est susceptible de réduire directement 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, l'entretien, les incidents opérationnels et la concurrence grandissante sont autant de facteurs qui influent sur l'utilisation de nos actifs. Les prix des marchandises et les écarts de prix, les conditions météorologiques, les prix de l'essence et sa consommation, les tarifs douaniers, les sources d'énergie et technologies nouvelles et de remplacement et les perturbations ou la dynamique touchant l'offre mondiale, y compris en raison de conflits géopolitiques, peuvent également influencer sur l'offre et la demande de pétrole brut et d'autres hydrocarbures liquides transportés par nos pipelines ainsi que sur leurs prix.

Transport de gaz : Les changements dans la production et la consommation régionales et mondiales influent sur la dynamique de l'offre et la demande de gaz, ce qui peut faire fluctuer les prix des marchandises et les écarts de prix et entraîner une sous-utilisation possible de certaines parties de notre réseau. 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.

Distribution et stockage de gaz : Les factures présentées aux clients de nos concessions de distribution de gaz 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) dans certains territoires dépend de la réalisation des mesures du volume de distribution prises en compte dans le processus d'établissement de la tarification. La probabilité d'atteindre ces mesures varie selon les territoires, mais elle est généralement fonction de quatre variables clés : les conditions météorologiques, la conjoncture économique, le prix des produits énergétiques concurrents et l'accroissement de la clientèle. Les conditions météorologiques ont une forte incidence sur les volumes de transport, puisque nombre de nos clients utilisent du gaz naturel pour le chauffage. Notre capacité d'ajouter de nouveaux clients pourrait être touchée par les conditions du marché immobilier, comme les taux d'intérêt et l'abordabilité de la construction de nouvelles habitations ainsi que les tendances en matière de transition énergétique. Les clients commerciaux et industriels qui consomment beaucoup de gaz naturel sont plus sensibles à la conjoncture et aux options de remplacement de combustible. Même dans les cas où nous atteignons les volumes de distribution prévisionnels, il se peut que d'autres facteurs nous empêchent d'obtenir le RCP prévu, notamment les fluctuations de la répartition entre les clients à marge élevée et les clients à marge faible. Notre entreprise de distribution de gaz dans son ensemble demeure exposée au risque d'écart entre les volumes réels et les importants volumes commerciaux et industriels prévus aux contrats.

Production d'énergie renouvelable : Le bénéfice tiré de notre 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 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 pourrait entraîner une diminution de notre bénéfice et de nos flux de trésorerie. De plus, toute inefficacité ou interruption de production des installations 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.

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 matériaux et techniques utilisés pour leur construction, y compris les revêtements, ont évolué 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 coûts d'entretien ou de réparation à l'avenir. Toute augmentation importante de ces coûts 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.

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.

Notre secteur Oléoducs est confronté à la concurrence des pipelines existants et proposés desservant les marchés au Canada, aux États-Unis et à l'échelle internationale, y compris ceux pouvant être avantagés par une collaboration ou des ententes interprovinciales et fédérales. Les principaux facteurs de concurrence comprennent les coûts de transport, l'accès à l'approvisionnement, la qualité et la fiabilité du service, les solutions de rechange proposées par des transporteurs à forfait, et la proximité des marchés. Les marchandises qui sont transportées dans nos pipelines à l'heure actuelle font de plus en plus concurrence à d'autres solutions de rechange émergentes pour les utilisateurs finaux, notamment l'électricité et les batteries électriques. De plus, nous faisons face à la concurrence d'autres types d'installations de stockage.

Notre secteur Transport de gaz est en concurrence avec des installations du même type offrant les mêmes services et desservant les mêmes zones d'approvisionnement et de marché. Le gaz naturel fait aussi concurrence à d'autres sources d'énergie, dont l'électricité, le charbon, le propane, les mazouts et les énergies renouvelables.

Notre secteur Distribution et stockage de gaz livre concurrence aux autres formes d'énergie auxquelles les clients et utilisateurs finaux ont accès, y compris l'électricité, le charbon, le propane et les mazouts.

Pour notre secteur 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.

Nos projets garantis et nos programmes d'entretien sont assujettis à des facteurs 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, processus d'octroi de permis politisé, opposition du public sous forme de protestations ou d'efforts visant à révoquer les permis et résistance à l'accès aux terres, qui ont augmenté la complexité de la construction et, dans certains cas, retardé l'achèvement des projets. Les coentreprises augmentent davantage la complexité et réduisent notre capacité à contrôler l'exécution des projets.

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. Des mesures législatives récentes et proposées au Canada et aux États-Unis visant à accroître l'intégrité de la chaîne d'approvisionnement, y compris en ce qui concerne le travail forcé et le travail des enfants, ainsi que les mesures prises par nous, nos fournisseurs et les gouvernements, peuvent avoir une incidence sur nos activités, les chaînes d'approvisionnement mondiales et nord-américaines et nos processus d'approvisionnement, ce qui pourrait se répercuter sur la disponibilité ou le coût des marchandises et des matières que nous achetons. Il existe un risque que notre chaîne d'approvisionnement soit utilisée ou présumée avoir été utilisée dans le cadre du travail forcé ou du travail des enfants, ce qui pourrait avoir une incidence sur notre réputation.

D'autres facteurs qui peuvent retarder ou ont par le passé retardé l'achèvement de projets et qui peuvent faire augmenter ou ont fait augmenter les coûts comprennent l'inexécution des fournisseurs ou de sous-traitants, les tarifs douaniers, des phénomènes météorologiques extrêmes et des facteurs géologiques indépendants de notre volonté.

Les effets des politiques des gouvernements américain, canadien et autres sur les tarifs douaniers et les relations commerciales sont incertains et pourraient avoir des incidences négatives sur nos activités, notre exploitation ou nos résultats financiers.

L'annonce et l'imposition par les États-Unis de tarifs douaniers ainsi que les mesures de rétorsion potentielles annoncées ou mises en œuvre par d'autres gouvernements sur les importations en provenance des États-Unis, et d'autres mesures possibles, y compris des droits de douane, des frais, des sanctions économiques ou d'autres mesures commerciales, ainsi que les répercussions potentielles de ces tarifs et mesures commerciales, présentent des risques importants pour nos activités commerciales et nos résultats financiers. Les tarifs annoncés par les États-Unis (qui s'ajoutent aux tarifs préexistants) qui pourraient avoir une incidence sur nos activités commerciales comprennent, entre autres :

- le tarif sur les marchandises canadiennes qui ne sont pas conformes à l'Accord Canada-États-Unis-Mexique (« ACEUM ») (exclut le pétrole brut, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel);
- le tarif sur l'acier et l'aluminium à l'échelle mondiale;
- d'autres mesures de rétorsion tarifaires périodiques imposées au Canada.

Plusieurs des annonces de tarifs des États-Unis ont été suivies d'annonces d'exemptions limitées et de pauses temporaires aux dates de mise en œuvre. En réponse aux annonces de tarifs des États-Unis, certains gouvernements ont menacé ou annoncé des mesures de rétorsion contre les États-Unis ou sont en train de négocier des accords tarifaires avec eux. Ces annonces ont entraîné beaucoup d'incertitude et de volatilité sur les marchés tout au long de 2025. Si elles sont maintenues, ces mesures commerciales, dont la nature, l'étendue et le moment sont incertains, ainsi que la possibilité d'escalade des différends commerciaux, y compris les mesures de rétorsion, pourraient entraîner, entre autres, une détérioration des conditions macroéconomiques, des pressions inflationnistes, une augmentation des coûts de construction, des coûts d'entretien de nos actifs et d'autres coûts et dépenses, ainsi qu'une réduction possible de la demande d'énergie aux États-Unis ou au Canada, ou dans ces deux pays. Par ailleurs, de telles mesures créent de l'incertitude sur les marchés énergétiques et les marchés des capitaux nord-américains, ce qui pourrait perturber les chaînes d'approvisionnement et l'accès aux marchés financiers, et compromettre notre compétitivité. Le gouvernement américain a également exprimé son intérêt à renégocier et à modifier l'ACEUM, ce qui pourrait entraîner des répercussions supplémentaires sur le marché de l'énergie et sur nos activités.

Tous les éléments susmentionnés pourraient avoir une incidence négative importante sur nos activités, notre exploitation ou nos résultats financiers.

Notre entreprise est exposée à l'évolution des prix du marché, y compris, sans s'y limiter, les taux d'intérêt et les taux de change, ce qui pourrait avoir une incidence significative sur nos résultats financiers. 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 aux fluctuations 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.

Nous utilisons des instruments financiers dérivés pour gérer les risques associés aux variations des taux de change, des taux d'intérêt, des prix des marchandises et des prix de l'électricité 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. Se reporter à la partie II, rubrique 7A, *Informations quantitatives et qualitatives sur le risque de marché* et à la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*, pour un complément d'information sur nos instruments dérivés et les activités de couverture connexes.

Les attentes des parties prenantes et les politiques gouvernementales sur la durabilité, les changements climatiques, les enjeux sociaux et de gestion des ressources humaines et la protection de l'environnement continuent d'évoluer, et une incapacité à répondre à ces exigences et attentes pourrait éroder la confiance des parties prenantes et des investisseurs, ternir notre réputation, influencer les actions et les décisions des parties prenantes et avoir une incidence négative 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 et à une surveillance constante de la part d'un vaste éventail de parties prenantes en ce qui a trait à la durabilité, aux changements climatiques, aux enjeux sociaux et de gestion des ressources en capital humain ainsi qu'aux pratiques environnementales. Les clients, investisseurs, employés, organismes de réglementation et autres parties prenantes ont des attentes variées sur ces enjeux qui continuent d'évoluer. Ces attentes changeantes peuvent accroître les risques existants ou en créer de nouveaux, ce qui pourrait entraîner une augmentation des coûts, des retards dans les projets ou leur annulation, la perte de possibilités de croissance, des refus ou des restrictions de permis, des manifestations publiques, de l'activisme et des contestations judiciaires. Il est possible que nous ne soyons pas en mesure de répondre à toutes les attentes et exigences de toutes les parties prenantes, ce qui pourrait entraîner une publicité négative, nuire à notre réputation, donner lieu à des actions en justice, remettre en question notre conformité réglementaire, avoir une incidence sur nos relations avec nos parties prenantes et nous exposer à des risques opérationnels, ce qui pourrait se répercuter sur notre accès à des capitaux et sur le coût de ceux-ci ainsi que sur la demande pour nos services ou nos titres ou leur valeur, et ainsi avoir une incidence négative importante sur nos activités.

Des changements inattendus dans la demande d'énergie, notamment en raison de préoccupations climatiques, pourraient diminuer les produits d'exploitation en raison, par exemple, de la réduction des volumes de débit de nos réseaux pipeliniers.

Le maintien et l'atteinte des cibles en matière de durabilité que nous avons établies ou que nous pourrions établir dans l'avenir, y compris en ce qui a trait à la réduction des émissions, entraîne des coûts importants et comporte une part d'incertitude, notamment en raison de l'évolution de la conjoncture réglementaire, technologique, financière ou d'exploitation. Il est possible que nous ne soyons pas en mesure, ou que nous soyons perçus comme n'étant pas en mesure, d'atteindre ces objectifs en temps opportun, voire du tout, que nous devions modifier ou révoquer de tels objectifs en raison de l'évolution de la conjoncture, ou que les avantages attendus de l'atteinte de ces objectifs ne puissent pas se concrétiser. Si nous faisons face à des défis, réels ou perçus, dans l'atteinte de nos objectifs liés à la durabilité, dans le respect des exigences réglementaires ou en matière de déclaration (qui continuent de changer ou de diverger d'un territoire à l'autre), ou encore dans la satisfaction des attentes des parties prenantes, cela pourrait nuire à notre réputation, miner la confiance des investisseurs ou nous exposer à des mesures d'exécution ou à des litiges, ce qui pourrait se répercuter sur nos activités, notre exploitation ou nos résultats financiers.

Les hypothèses que nous formulons pourraient ne pas se concrétiser comme prévu, notamment en ce qui a trait à nos projets d'agrandissement, d'acquisition et de dessaisissement.

Nous évaluons en permanence les projets d'agrandissement, d'acquisition ou de dessaisissement. La planification et l'analyse des investissements sont largement tributaires de prévisions fiables et d'hypothèses pertinentes. Si ces 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 l'ampleur des projets ou de l'évaluation des risques peuvent se traduire par une rentabilité réduite. De plus, les changements soudains et inattendus des coûts et de la demande d'énergie ont par le passé et pourraient encore avoir une incidence négative sur les produits d'exploitation, en raison notamment de la réduction du débit de nos réseaux pipeliniers.

Nous pourrions avoir de la difficulté à intégrer avec succès les services publics gaziers aux États-Unis à nos activités, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur les avantages que nous nous attendons à tirer des Acquisitions.

En 2024, nous avons réalisé l'acquisition des services publics gaziers aux États-Unis. Le succès des Acquisitions dépendra, entre autres, de notre capacité à intégrer efficacement les services publics gaziers aux États-Unis pour concrétiser les occasions de croissance et les avantages 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, à l'intégration des technologies, des entreprises, des politiques et des procédures, à la gestion des différences entre les cultures d'entreprise 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 les retards 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, 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, lesquels sont décrits à la présente rubrique 1A, *Facteurs de risque*. Nous souscrivons, pour Enbridge, une protection d'assurance qui nous couvre ainsi que nos filiales et certaines de nos sociétés affiliées afin d'atténuer une certaine partie de nos risques, mais les risques ne sont pas tous assurables ou assurés par nous. Des restrictions peuvent s'appliquer en raison d'un manque de disponibilité, de primes élevées ou d'autres facteurs. Nous assumons nous-mêmes une partie importante de certains risques par l'intermédiaire de notre filiale entièrement détenue qui est une société d'assurance captive, et nos garanties d'assurances sont assujetties à des modalités, à des exclusions et à des franchises importantes ou à des montants autoassurés qui peuvent réduire ou éliminer la protection dans certaines circonstances.

Nos polices d'assurance sont généralement renouvelées chaque année et les primes, les modalités, les limites de la police ou les franchises peuvent varier considérablement selon des facteurs tels que les conditions du marché. 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 un tel 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, des retards dans le versement des règlements, ou l'incapacité de renouveler des polices d'assurance à des conditions semblables ou favorables pourrait entraîner des répercussions importantes et négatives sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

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 pourrait être perturbé, si nous ou nos filiales ne sommes pas en mesure de conserver une notation de crédit de première qualité. La volatilité des marchés, les fluctuations des taux d'intérêt, l'instabilité géopolitique et le risque bancaire systématique sont autant de facteurs qui peuvent influencer sur notre capacité de maintenir un accès rentable à ces marchés.

Nos actifs consolidés sont en grande partie financés au moyen d'emprunts. L'échéance et le profil de remboursement de ces emprunts 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 accorder à nous-mêmes ou à nos filiales une notation qui n'est plus de qualité supérieure, nos coûts d'emprunt pourraient augmenter, peut-être considérablement. Par conséquent, nous pourrions être 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 peut entraîner des obligations de remboursement anticipé ou empêcher celle-ci d'avoir accès à la facilité de crédit, ce qui pourrait avoir une incidence sur les liquidités. 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, à saisir les occasions de croissance ou à refinancer notre dette pourrait en être affectée. 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 nous obliger à fournir des liquidités sous la forme d'apports en capital ou de prêts à ces filiales, réduisant ainsi les liquidités et la capacité d'emprunt du groupe consolidé.

Les prix des marchandises pourraient se répercuter négativement 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 eu une incidence négative sur les rentrées nettes et les marges des producteurs par le passé, en grande partie en raison des contraintes liées à la capacité de transport dans l'Ouest canadien et le Dakota du Nord. 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 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, peuvent être réduits. La croissance de l'offre provenant des bassins de pétrole étanches peut alors diminuer, ce qui pourrait avoir une incidence sur les volumes de nos réseaux de pipelines.

L'entreprise de commercialisation du pétrole brut 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 nous a empêchés 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.

La volatilité des prix des marchandises pourrait se répercuter négativement sur les résultats de notre secteur Transport de gaz.

Nous détenons une participation économique effective de 13,2 % dans DCP, qui se consacre à la collecte, au traitement, à la transformation et à la vente de gaz naturel et de LGN. De plus, nous détenons Tomorrow RNG, une installation de production de GNR à partir de sites d'enfouissement ainsi que Aitken Creek, qui exploite une installation souterraine de stockage de gaz naturel. Les variations des prix des marchandises influent directement et indirectement sur les résultats financiers de ces entreprises. Dans une moindre mesure, les résultats financiers de notre entreprise de transport de gaz 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 de certaines de nos stations de compression.

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. Les défauts de paiement ou d'exécution de ces entités, s'ils sont importants, pourraient avoir 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 inclusif. 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 inclusive, notamment des ingénieurs, du personnel technique, d'autres professionnels, ainsi que des cadres et des membres de la haute direction. Nous 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 politiques, lois et règlements gouvernementaux qui régissent l'octroi de permis et les analyses environnementales pour les infrastructures énergétiques au Canada et aux États-Unis continuent d'évoluer. En même temps, les sociétés énergétiques continuent de faire face à l'opposition des activistes contre les combustibles fossiles et les pipelines, des groupes environnementaux, des politiciens et d'autres parties prenantes préoccupés par la sécurité et les répercussions environnementales de l'infrastructure énergétique.

Aux États-Unis, l'administration actuelle a déclaré une urgence énergétique, et cette directive a façonné les travaux de réglementation et d'orientation dans l'ensemble des organismes fédéraux en 2025, ce qui a entraîné d'importants changements de politique par rapport à l'administration précédente, notamment :

- la création du National Energy Dominance Council en vue de rehausser la production d'énergie et de réduire au minimum les obstacles réglementaires pour les projets de construction d'infrastructures énergétiques et de développement énergétique;
- la proposition de modifier les règles de l'EPA visant à réduire les émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier et la déclaration de celles-ci de même que les règles visant à simplifier le processus permettant aux États et aux tribus d'exercer leur autorité sur le programme de délivrance de permis en vertu de l'article 404 de la loi intitulée *Clean Water Act* pour les rejets de déblais de dragage et de remblai;
- l'abrogation du règlement du Council for Environmental Quality (« CEQ ») mettant en œuvre la loi intitulée *National Environmental Policy Act* (« NEPA »);
- la promulgation de la loi intitulée *One Big Beautiful Bill Act*, qui comprend des mesures visant à simplifier les examens en vertu de la NEPA, la Cour suprême des États-Unis ayant restreint la portée de l'examen de la NEPA dans une décision cruciale appelée *Seven County Infrastructure*;
- la publication par le CEQ de lignes directrices et d'un modèle visant à simplifier les examens de la NEPA, et la mise en œuvre par de nombreux organismes fédéraux de nouvelles procédures propres à leur organisme visant à simplifier les examens environnementaux de la NEPA;
- l'annulation par la FERC de son projet d'énoncés de politique sur les GES et de mise à jour de certificats concernant l'élaboration de projets d'infrastructure gazière et la prise en compte des changements climatiques et de la justice environnementale lors de l'examen des projets gaziers; la FERC a également supprimé une ordonnance qui ralentissait les délais de construction des projets et a temporairement relevé les limites de coûts pour les projets admissibles au programme de certificats généraux, tout en envisageant des changements permanents;
- la publication par la PHMSA des règles pour mettre à jour les exigences relatives à l'exploitation durable et sécuritaire des pipelines et la réorientation de ses travaux vers la réglementation en matière de sécurité.

Certaines mesures prises par l'administration américaine actuelle sont contestées devant les tribunaux, et d'autres contestations judiciaires de mesures prises par l'administration américaine ou les organismes en relevant pourraient avoir lieu. L'administration américaine actuelle pourrait prendre d'autres mesures pour promulguer de nouveaux règlements ou modifier ou inverser les règlements promulgués par l'administration américaine précédente. Ces mesures pourraient modifier considérablement les évaluations environnementales des projets énergétiques.

Au Canada, les gouvernements fédéral et provinciaux entreprennent diverses initiatives de rationalisation de la réglementation, y compris l'adoption de la *Loi visant à bâtir le Canada* et la création du Bureau des grands projets, avec le mandat de faire avancer les grands projets au Canada et de simplifier l'approbation réglementaire des projets, notamment en ce qui a trait à un éventuel pipeline de pétrole brut allant de l'Alberta jusqu'en Colombie-Britannique. De telles mesures législatives et réglementaires peuvent modifier considérablement les processus d'examen réglementaire et le contexte concurrentiel pour les nouveaux projets pipeliniers au Canada et accroître le risque de contestations judiciaires des approbations de projet par des parties qui s'opposent à ces modifications législatives et réglementaires en particulier et aux combustibles fossiles en général.

Les mesures prises par les organismes de réglementation, les législateurs ou les parties prenantes pourraient avoir une incidence négative sur l'obtention de permis pour les projets énergétiques. Il est possible que nous ne soyons pas en mesure d'obtenir ou de maintenir toutes les approbations réglementaires requises pour nos actifs en exploitation ou nos projets d'aménagement. S'il survient des retards importants dans l'obtention d'approbations réglementaires requises ou si nous ne parvenons pas à les obtenir ou à nous y conformer, ou si les lois et règlements sont modifiés ou administrés de façon plus rigoureuse, l'exploitation de nos installations existantes ou l'aménagement de nouvelles installations pourraient être empêchés, retardés ou faire l'objet de coûts supplémentaires.

Nos activités sont assujetties à nombre de lois, règles et règlements environnementaux, y compris ceux relatifs à la réduction des émissions de GES, à la communication d'informations liées au climat et à l'anti-écoblanchiment. La conformité peut exiger des dépenses en immobilisations considérables, augmenter nos frais d'exploitation, se répercuter sur nos plans d'affaires, voire les limiter, nous exposer à des passifs environnementaux ou à des litiges et nuire à notre réputation et à nos relations avec les parties prenantes.

Nous sommes assujettis à nombre de lois et règlements environnementaux qui touchent de nombreux aspects de nos activités, y compris, mais sans s'y limiter, les émissions atmosphériques, les changements climatiques, l'eau, le sol, la gestion des terres, les déchets, les substances dangereuses, la faune et les espèces protégées, la biodiversité, le bruit, les interventions d'urgence et la pollution. Nous sommes également assujettis à des lois, à des règles et à des règlements en matière d'environnement nouveaux et changeants, y compris des obligations de déclaration liées au climat et de lutte contre l'écoblanchiment, comme les récentes modifications apportées à la législation canadienne sur la concurrence. Les lois environnementales, les politiques gouvernementales et les attentes des parties prenantes sont dynamiques et varient d'un territoire à l'autre. Non seulement ces exigences évoluent rapidement, mais elles peuvent aussi entrer en conflit les unes avec les autres, ce qui crée une incertitude et une complexité en matière de réglementation. Par exemple, sous l'administration américaine actuelle, le programme de déréglementation a considérablement modifié le contexte réglementaire du secteur de l'énergie. Les mesures prises par décret du président ont accordé la priorité aux processus accélérés d'octroi de permis en vertu de la loi intitulée *Clean Water Act* et réduit les exigences de conformité environnementale, créant ainsi un environnement plus favorable pour l'énergie conventionnelle. Parallèlement, l'administration a activement réduit les incitatifs à l'énergie renouvelable, y compris les crédits d'impôt pour l'énergie éolienne et solaire et les véhicules électriques, et imposé un moratoire sur la mise en valeur de l'énergie éolienne au large des côtes, ce qui crée un environnement moins favorable aux énergies renouvelables. Cette évolution constante accroît le risque en matière de conformité, car nous devons composer avec des normes différentes, des obligations qui se chevauchent et de nouvelles exigences en matière de divulgation et de justification, tout en maintenant l'harmonisation avec les attentes des parties prenantes. Notre exposition à ces risques pourrait nuire à notre réputation et à nos relations avec les parties prenantes, ou entraîner une augmentation des coûts, des responsabilités ou des litiges.

Le respect des lois, des règles et des règlements environnementaux, y compris ceux relatifs au changement climatique, aux émissions de GES, aux déclarations liées aux changements climatiques et à l'anti-écoblanchiment a nécessité, et devrait continuer de nécessiter dans l'avenir, d'importants investissements de capitaux et des frais d'exploitation plus élevés que nous pourrions ne pas être en mesure de récupérer. Ces dépenses comprennent, par exemple, la surveillance et la déclaration des émissions, le remplacement ou la modernisation de l'équipement ainsi que la vérification ou la certification des données environnementales par des tiers.

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, des règles et des lois environnementales pourrait se traduire par l'imposition d'amendes civiles ou pénales, de sanctions et de mesures d'injonction qui pourraient nuire à notre réputation et avoir une incidence sur nos actifs en exploitation.

Nos activités sont assujetties à un éventail d'exigences réglementaires et contractuelles, y compris le respect des règlements d'exploitation, des servitudes, des permis et d'autres titres de propriété. Le non-respect de ces obligations pourrait nuire à notre réputation, à nos activités, à notre exploitation ou à 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 ces obligations peut entraîner des amendes, des pénalités, des dommages-intérêts, des restrictions sur le plan opérationnel ou la fermeture de canalisations, ainsi qu'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 comptons sur les droits accordés par des tierces parties ou des entités gouvernementales pour construire et exploiter nos pipelines et autres actifs. De plus, certains de nos pipelines, installations et autres actifs traversent des terres autochtones aux termes de droits de passage ou d'autres droits 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, notamment pour la canalisation 5. Se reporter à 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 raisons de non-conformité peuvent faire augmenter les frais d'exploitation et nuire à notre réputation. Les éventuelles modifications à la réglementation ou contestations judiciaires pourraient avoir une incidence sur le bénéfice futur que nous tirerons de l'exploitation et sur le coût de construction des nouveaux projets. Les futures mesures et décisions réglementaires ou changements apportés aux lois peuvent différer des attentes actuelles, ce qui crée de l'incertitude pour le contexte réglementaire dans lequel nous exerçons nos activités. Bien que nous surveillions activement les changements réglementaires possibles et que nous communiquions avec les organismes de réglementation à ce sujet, et que nous élaborions des plans d'intervention en conséquence, ces efforts pourraient s'avérer inefficaces ou insuffisants. Bien que nous accordions la priorité à la sécurité et à la fiabilité de nos activités ainsi qu'au respect des règlements en vigueur, les organismes de réglementation ou les autorités gouvernementales peuvent néanmoins prendre des mesures unilatérales susceptibles de perturber nos activités ou d'avoir des répercussions financières négatives.

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 actifs des secteurs Oléoducs, Transport de gaz, et Distribution et stockage de gaz font face au risque lié à la réglementation économique. Ce risque survient lorsque des gouvernements ou des organismes de réglementation modifient ou rejettent des ententes commerciales, des droits, des tarifs, des taux ou des politiques proposés ou existants, ou encore lorsqu'ils refusent d'accorder les permis et les approbations nécessaires tant pour les nouveaux projets ou accords que pour ceux en cours. Ces décisions peuvent avoir une incidence directe sur notre capacité d'exercer nos activités et de générer des produits d'exploitation. Les actifs des secteurs Oléoducs, Transport de gaz, et Distribution et stockage de gaz sont assujettis à la surveillance de divers organismes de réglementation, y compris la Régie, la FERC, la CEO, la commission de l'Ohio, la commission de l'Utah, la commission du Wyoming, la commission de l'Idaho et la commission de la Caroline du Nord. Ces organismes de réglementation établissent les taux, les tarifs et les droits s'appliquant à nos actifs. Les décisions réglementaires ou judiciaires visant à modifier ou à rejeter des taux, des tarifs, des droits ou des ententes commerciales, y compris en ce qui a trait aux permis, aux structures tarifaires ou à l'interprétation des règlements existants, ont déjà eu une incidence sur nos produits d'exploitation et nos résultats, ce qui pourrait se reproduire à l'avenir.

Nos actifs du secteur Production d'énergie renouvelable au Canada et aux États-Unis sont soumis aux directives, règlements et politiques des gouvernements fédéraux, provinciaux et étatiques. Ces mesures sont variables et peuvent changer en raison de facteurs tels que des ajustements des taux d'imposition et d'un changement de gouvernement, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur nos ententes commerciales. Nos actifs du secteur Production d'énergie renouvelable en Europe (en France, en Allemagne et au Royaume-Uni) sont aussi 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 tarifs, des plafonds 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. La situation économique et politique peut entraîner des changements importants dans les taux d'imposition dans divers territoires. Nos taux d'imposition effectifs pourraient être touchés par des modifications aux bénéfices gagnés dans des pays où les taux d'imposition réglementaires sont différents, par des ajustements à l'évaluation des actifs et des passifs d'impôts reportés et par des modifications aux lois fiscales ou à leur interprétation.

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 de résultats défavorables 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 et notre réputation.

Nous sommes partie à de nombreuses poursuites liées à notre entreprise et à nos activités, qui pourraient comprendre des mesures réglementaires et des poursuites liées au climat contre les entreprises du secteur énergétique. Rien ne garantit que nous ne serons pas touchés par de telles mesures réglementaires ou de tels litiges ou par d'autres procédures juridiques. De par leur nature, les litiges sont associés 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 de la cybersécurité est intégrée aux responsabilités du conseil d'administration et de ses comités. Le conseil a la responsabilité de cerner et de comprendre les principaux risques d'Enbridge afin 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.

Le comité d'audit, des finances et des risques (le « CAFR ») est le principal responsable de la surveillance des questions de cybersécurité, y compris l'intégrité des données financières et de l'information communiquée au public, la sécurité du contexte cybernétique à l'échelle des données et du numérique ainsi que les risques et les contrôles opérationnels et financiers. La direction présente au CAFR et au conseil des rapports trimestriels sur la cybersécurité et présente également des rapports au comité de sécurité et de fiabilité, au besoin, sur les questions de cybersécurité liées à la sécurité, à la fiabilité des activités et à l'exploitation.

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, en soulignant les principaux risques et les principales tendances (y compris la cybersécurité). L'ERE annuelle est un processus intégré à l'échelle de l'entreprise qui vise tous les aspects de nos activités afin d'évaluer et de classer les risques en fonction de leur incidence et de leur probabilité. 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 des catégories 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 comité de sécurité et de fiabilité 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 des mesures appropriées pour gérer ces risques.

La cybersécurité a été désignée comme l'un des principaux risques, en raison de la sophistication et de la fréquence croissantes des attaques ciblant notre industrie au fil des ans, aggravées par l'instabilité géopolitique et les progrès rapides des technologies exploitées par les auteurs de menaces. Bien que nous consacrons d'importantes ressources et mesures de sécurité à la prévention des intrusions non désirées et à la protection de nos systèmes et de nos données, nous (et nos fournisseurs tiers) avons connu des cyberattaques à divers degrés dans la conduite de nos activités, et nous nous attendons à continuer à en connaître, y compris, par exemple, les attaques par déni de service. 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 de technologie et d'information sont centralisés et relèvent du vice-président principal et chef de l'information. 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 fonctionne nuit et jour à longueur d'année, relève du chef 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 d'hameçonnage simulés pour améliorer nos capacités à repérer et à signaler les courriels d'hameçonnage suspects à notre centre des activités liées à la sécurité. Nous continuons d'élargir les offres de formation sur la cybersécurité pour inclure une formation personnalisée et des simulations d'hameçonnage destinées aux groupes à risque élevé au sein de l'organisation. De plus, des cours de formation en cybersécurité adaptés ont été mis en œuvre pour les membres d'équipe occupant des postes liés à la technologie opérationnelle et au développement de logiciels, 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. Nous réalisons des évaluations des risques pour tous les fournisseurs essentiels et à dépenses élevées identifiés par l'unité fonctionnelle, et nous traitons les problèmes de sécurité. Nous surveillons de façon proactive les fournisseurs essentiels au moyen d'outils de surveillance en temps réel pour repérer les vulnérabilités des fournisseurs qui pourraient mener à une atteinte. Il s'agit d'un outil complémentaire aux diverses couches de défense et de technologies de protection que nous utilisons, aux experts en cybersécurité que nous employons, ainsi qu'aux mécanismes automatisés d'alerte et d'intervention, afin de 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 importante 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, de gazoducs et d'énergie renouvelable.

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. Nos réseaux de transport de gaz comportent des stations de compression du gaz naturel, dont la plupart sont situées sur des terrains que nous détenons. Nos réseaux de distribution de gaz possèdent d'autres actifs, y compris des stations de compression de gaz naturel, des postes de régulation et des stations de comptage et de vannes, dont certains sont situés sur un terrain qui appartient aux services publics. Le reste des stations et autres actifs, comme les puits de stockage et les champs de stockage de gaz souterrains sont exploités par les services publics en vertu de droits conférés par des servitudes, des baux ou des permis. De plus, nos centrales d'énergie renouvelable sont situées sur des terrains que nous utilisons en vertu de baux ou qui nous appartiennent. 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 22 décembre 2025, Enbridge et le ministère des Ressources naturelles du Minnesota (« MRN ») ont conclu un accord visant à remédier à une perforation de la nappe phréatique liée à la construction du projet de remplacement de la canalisation 3 près du lac Moose, dans le comté d'Aitkin, au Minnesota. Cet accord met fin à la procédure engagée par le MRN concernant le site du lac Moose. Aux termes de cet accord, Enbridge a accepté de verser 100 000 \$ pour financer la surveillance continue du site du lac Moose par le MRN et de payer une amende de 300 000 \$. Enbridge a également accepté de financer des projets environnementaux supplémentaires à hauteur de 1,2 M\$ au profit des ressources naturelles de la région et d'établir une assurance financière d'un montant de 1,2 M\$ pour l'atténuation de tout impact futur potentiel lié aux ressources de la région. À l'automne 2022 et tout au long de 2023, Enbridge a pris des mesures correctives visant à stabiliser le site sous la surveillance du MRN. Enbridge et le MRN continueront de surveiller le site du lac Moose, et aucune autre mesure n'est prévue.

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 6 février 2026, il y avait 69 906 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 2025.

Ventes récentes de titres de capitaux propres non inscrits

Aucune.

Rachat de titres de capitaux propres par l'émetteur

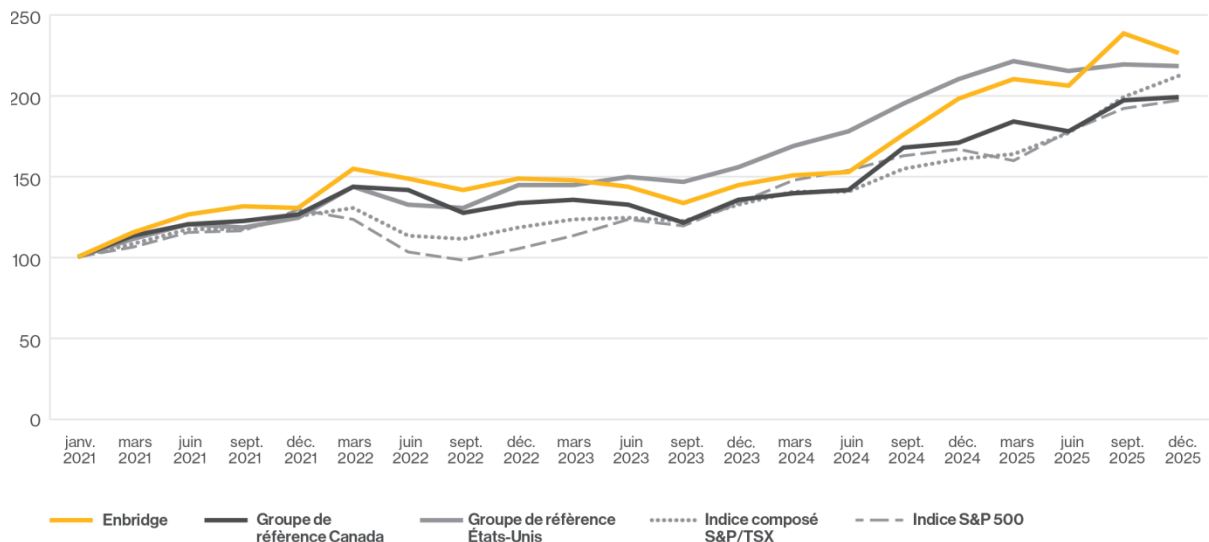
Aucun.

Rendement total pour les actionnaires

Le graphique ci-dessous présente les variations comparatives du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2025 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, 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

1^{er} janvier 2021 – 31 décembre 2025



	1 ^{er} janvier	31 décembre				
	2021	2021	2022	2023	2024	2025
Enbridge Inc.	100,00	130,25	148,35	143,67	196,91	224,54
Indice composé S&P/TSX	100,00	125,09	117,78	131,62	160,12	210,85
Indice S&P 500	100,00	128,71	105,40	133,10	166,40	196,16
Groupe de référence aux États-Unis¹	100,00	123,75	143,84	155,31	208,77	216,84
Groupe de référence au Canada	100,00	125,60	132,96	134,91	169,66	198,07

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]

Aucune.

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 2025 et de 2024 et présente des comparaisons entre les résultats de 2025 et de 2024. Pour une analyse des résultats de 2023 et une comparaison des résultats de 2024 et de 2023, 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 2024.

FAITS NOUVEAUX

INVESTISSEMENT DANS LE SECTEUR OLÉODUCS

Investissement de capitaux dans le réseau principal

En 2025, nous avons annoncé notre intention d'investir dans notre réseau principal un montant pouvant atteindre 1,3 G\$ US d'ici 2028. Ces investissements devraient nous permettre d'obtenir un rendement par l'intermédiaire de l'entente tarifaire pour le réseau principal et se concentreront sur la prolongation de la durée d'utilité des actifs sous-jacents ainsi que sur le rehaussement de la fiabilité et de l'efficacité à la lumière de la demande constante sur le réseau.

INVESTISSEMENT DANS UNE PARTICIPATION NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Réseau BC Pipeline

Le 2 juillet 2025, Stonlasec8 Indigenous Investments Limited Partnership (le « regroupement de Premières Nations »), une entité représentant 38 Premières Nations en Colombie-Britannique, a investi un montant d'environ 736 M\$ dans notre réseau de gazoducs de Westcoast Energy Inc. situé en Colombie-Britannique.

Au 31 décembre 2025, nous détenions une participation de 87,53 % dans le réseau BC Pipeline qui est comptabilisée dans notre secteur Transport de gaz, et nous continuons de gérer et d'exploiter le réseau. Le regroupement de Premières Nations détenait une participation de 12,47 %.

DÉMARCHES RELATIVES AUX TARIFS – TRANSPORT DE GAZ

Algonquin

Le 30 mai 2024, Algonquin Gas Transmission, LLC (« Algonquin ») a déposé un dossier tarifaire, et une entente de principe a été conclue avec ses clients en décembre 2024. □ Une stipulation et entente a été approuvée par la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») le 25 avril 2025, et l'entrée en vigueur des tarifs a été fixée au 1^{er} décembre 2024.

Pipeline Maritimes & Northeast

Le 30 mai 2024, Maritimes & Northeast Pipeline US (« M&N US ») a déposé un dossier tarifaire, et une entente de principe a été conclue avec ses clients en décembre 2024. □ Une stipulation et entente a été approuvée par la FERC le 25 avril 2025, et l'entrée en vigueur des tarifs a été fixée au 1^{er} janvier 2025.

L'entente de règlement tarifaire pour Maritimes & Northeast (« M&N Canada ») a expiré en décembre 2025. M&N Canada a conclu une entente de règlement tarifaire avec ses expéditeurs pour la période d'effet comprise entre le 1^{er} janvier 2026 et le 31 décembre 2027. Le 15 décembre 2025, M&N Canada a déposé l'entente de règlement tarifaire pour 2026-2027 auprès de la Régie pour examen et approbation. Une décision de la Régie de l'énergie du Canada (la « Régie ») est attendue au premier trimestre de 2026.

East Tennessee

East Tennessee Natural Gas, LLC (« East Tennessee ») a déposé un dossier tarifaire le 29 avril 2025. Le 29 mai 2025, la FERC a rendu une ordonnance acceptant et suspendant le dossier tarifaire, sous réserve d'un remboursement et de certaines conditions, et établissant des procédures d'audience. Conformément à cette ordonnance, East Tennessee a réalisé un dépôt visant à faire entrer les tarifs en vigueur le 1^{er} novembre 2025, sous réserve d'un remboursement. Les discussions sur le règlement avec les expéditeurs ont commencé au troisième trimestre de 2025.

Vector

Vector Pipeline L.P. (« Vector ») a déposé un dossier tarifaire le 30 mai 2025. Le 30 juin 2025, la FERC a rendu une ordonnance acceptant et suspendant les tarifs visés par ce dossier tarifaire et établissant des procédures d'audience. Conformément à cette ordonnance, Vector a appliqué les tarifs proposés le 1^{er} juillet 2025. En outre, le 1^{er} juillet 2025, le juge administratif en chef a rendu une ordonnance confirmant la révision des tarifs entamée par la FERC en 2024 toujours en cours au moyen du dossier tarifaire déposé par Vector le 30 mai 2025. En février 2026, Vector a conclu une entente de principe avec tous les participants actifs qui résout toutes les questions dans un dossier tarifaire consolidé, lequel sera déposé au fins d'approbation de la FERC au cours du premier semestre de 2026. Si le dossier est approuvé, les tarifs convenus entreraient en vigueur le 1^{er} avril 2026.

REQUÊTES TARIFAIRES – DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

Enbridge Gas Ontario

En octobre 2022, Enbridge Gas Inc. (« Enbridge Gas Ontario ») 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 pour 2024 à 2028.

- La phase 1 de la requête a établi les tarifs de base de 2024 en fonction du coût des services.
- La phase 2 a établi la méthode d'établissement des tarifs incitative par plafonnement des prix (le « mécanisme de plafonnement des tarifs ») pour 2025 à 2028.
- La phase 3, qui porte sur la répartition des coûts et l'harmonisation des tarifs, des classes tarifaires et des services, devrait être réalisée en 2026.

Phase 1

En décembre 2023, la CEO a rendu une décision concernant la phase 1. Enbridge Gas Ontario continue d'interjeter appel auprès des tribunaux ontariens à l'égard de certaines constatations de la CEO relatives à la phase 1 ayant trait à l'amortissement, à la part des capitaux propres et aux éléments de capital non amortis. Des audiences sont prévues en 2026.

Phase 2

Par le truchement de la décision rendue en novembre 2024 approuvant la proposition de règlement partiel pour la phase 2 et de la décision rendue en mai 2025 au sujet des questions en suspens, la CEO a approuvé le mécanisme de plafonnement des tarifs pour 2025 à 2028. Ce mécanisme comprend un mécanisme de partage de bénéfices selon lequel Enbridge Gas Ontario est tenue de partager également avec ses clients tout bénéfice supérieur à 100 points de base en sus du rendement des capitaux propres (« RCP ») approuvé et 90 % de tout bénéfice supérieur à 300 points de base en sus du RCP approuvé. Les tarifs en vigueur le 1^{er} janvier 2025 et le 1^{er} janvier 2026 ont été établis au moyen du mécanisme de plafonnement des tarifs.

Procédure générique en matière de coût du capital

En mars 2025, la CEO a rendu sa décision concernant la procédure générique en matière de coût du capital. La CEO a déterminé que la part de capitaux propres d'Enbridge Gas Ontario demeurerait de 38 %, conformément à ce qui a été approuvé dans la décision sur la phase 1. La CEO a également révisé la formule de calcul du RCP en réduisant les frais d'émission de 25 points de base. La nouvelle formule s'appliquera lors du prochain processus de révision des tarifs d'Enbridge Gas Ontario, prévu en 2029. Jusque-là, les tarifs demeureront conformes au RCP de 2024 de 9,21 %.

Enbridge Gas Ohio

En octobre 2023, Enbridge Gas Ohio a déposé auprès de la commission de l'Ohio son premier dossier tarifaire de base depuis 2007, dans lequel elle propose une augmentation annuelle des produits au titre des tarifs de base entrant en vigueur en janvier 2025. L'augmentation des tarifs de base a été proposée pour récupérer l'important investissement dans l'infrastructure de distribution dont bénéficient les clients de l'Ohio, y compris un RCP de 10,40 %.

En juin 2025, la commission de l'Ohio a ordonné une diminution des produits annuels de 26,3 M\$ US, ce qui permet un RCP de 9,79 % et une augmentation de la part des capitaux propres la portant à 51,9 %. L'ordonnance stipule que des déductions totalisant 330 M\$ (240 M\$ US) ne sont plus permises, ce qui comprend des actifs réglementaires au titre des prestations de retraite de 280 M\$ (204 M\$ US) et d'autres déductions non permises de 50 M\$ (36 M\$ US) qui ont été comptabilisés à l'exercice clos le 31 décembre 2025.

L'ordonnance a autorisé la poursuite du programme de remplacement de l'infrastructure pipelinière et du programme de dépenses en immobilisations jusqu'en 2028, compte tenu d'une augmentation annuelle de 3 % des dépenses en immobilisation au titre du programme de remplacement de l'infrastructure pipelinière. Le coût de détention des actifs mis en service est comptabilisé progressivement selon le coût de la dette à long terme approuvée dans le plus récent dossier tarifaire, jusqu'à son intégration aux tarifs dans le cadre des dossiers tarifaires déposés annuellement.

En juillet 2025, Enbridge Gas Ohio a déposé une demande de nouvelle audience concernant certains aspects de l'ordonnance. La commission de l'Ohio a corrigé des erreurs dans son ordonnance visant la demande de nouvelle audience, ce qui s'est traduit par une réduction de la diminution annuelle initiale ramenant ce montant à 14,3 M\$ US. Les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur le 1^{er} novembre 2025. Le 12 décembre 2025, Enbridge Gas Ohio a déposé un avis d'appel auprès de la Cour suprême de l'Ohio portant sur le traitement par la commission de l'Ohio des coûts liés à la caisse de retraite et à la rémunération incitative capitalisée.

En décembre 2025, Enbridge Gas Ohio a déposé un dossier tarifaire de base dans lequel elle propose une augmentation annuelle des produits de 163 M\$ US, sous réserve de mise à jour et d'ajustements, entrant en vigueur au début de 2027. L'augmentation des tarifs de base a été proposée afin de récupérer l'investissement d'Enbridge Gas Ohio dans l'infrastructure de distribution et les autres coûts de service, y compris les charges d'exploitation et les coûts du service de la dette.

Enbridge Gas North Carolina

En avril 2025, Enbridge Gas North Carolina a déposé son premier dossier tarifaire depuis 2021 auprès de la commission de la Caroline du Nord dans lequel elle propose le recouvrement des coûts d'acheminement du gaz naturel jusqu'aux clients et des investissements dans l'infrastructure aux fins du rehaussement de la fiabilité des services et de l'accroissement de la clientèle.

En septembre 2025, une entente de règlement a été déposée qui tient compte d'une augmentation annuelle des produits de 33 M\$ US. La demande a été approuvée par la commission des services publics de la Caroline du Nord le 9 décembre 2025, et l'entrée en vigueur des tarifs mis à jour a été fixée au 1^{er} novembre 2025.

Le règlement comprend un avenant pour les grands projets, notamment pour l'installation de GNL du centre énergétique Moriah et le projet de fiabilité T-15, qui fait office de mécanisme autonome de recouvrement des coûts entre les dossiers tarifaires de base.

Enbridge Gas Utah

En mai 2025, Enbridge Gas Utah a déposé son premier dossier tarifaire depuis 2022 auprès de la commission de l'Utah dans lequel elle propose le recouvrement des coûts d'acheminement du gaz naturel jusqu'aux clients et des investissements dans l'infrastructure aux fins du rehaussement de la fiabilité des services et de l'accroissement de la clientèle.

En septembre 2025, Enbridge Gas Utah a déposé un règlement, et une ordonnance définitive approuvant une augmentation globale des produits de 61 M\$ US a été rendue le 24 décembre 2025 avec entrée en vigueur des nouveaux tarifs le 1^{er} janvier 2026.

MISE À JOUR SUR LE FINANCEMENT

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, nous avons réalisé des émissions de titres de créance à long terme totalisant 4,6 G\$ et 4,7 G\$ US.

Le 25 février 2025, Pipelines Enbridge Inc. a racheté sous leur valeur nominale la totalité des billets à moyen terme à 4,10 % en circulation d'un montant de 100 M\$ dont la date d'échéance initiale était en juillet 2112.

Le 28 juillet 2025, Enbridge Energy Partners, L.P. (« EEP ») a remboursé à la valeur nominale la totalité des billets de premier rang à 5,88 % en cours d'un montant de 500 M\$ US dont l'échéance initiale était en octobre 2025.

Dans le cadre du processus de renouvellement annuel, nous avons renouvelé et prolongé environ 22,1 G\$ de nos facilités de crédit assorties d'échéances allant de 2027 à 2030.

Nos activités de financement en 2025 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 2025, après ajustement pour tenir compte de l'incidence des couvertures au moyen de swaps de taux d'intérêt variable-fixe, une tranche d'environ 9 % 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.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>			
Bénéfice (perte) sectoriel avant intérêts, impôts et amortissement¹			
Oléoducs	9 396	9 531	9 383
Transport de gaz	5 491	5 656	4 264
Distribution et stockage de gaz	3 809	2 869	1 592
Production d'énergie renouvelable	620	733	149
Éliminations et divers	1 161	(1 904)	916
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement¹	20 477	16 885	16 304
Amortissement	(5 661)	(5 167)	(4 613)
Charge d'intérêts	(5 023)	(4 419)	(3 812)
Charge d'impôts sur les bénéfices	(2 004)	(1 668)	(1 821)
(Bénéfice) perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et à une participation ne donnant pas le contrôle rachetable	(298)	(190)	133
Dividendes sur les actions privilégiées	(419)	(388)	(352)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	7 072	5 053	5 839
Bénéfice par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	3,23	2,34	2,84
Bénéfice dilué par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	3,22	2,34	2,84

¹ Mesures hors PCGR. Se reporter à la rubrique Mesures hors PCGR et autres mesures financières.

BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

Le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été avantagé de 1,5 G\$ en raison de certains facteurs peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement les facteurs suivants :

- un gain net latent hors trésorerie de 1,3 G\$ (999 M\$ après impôts) lié à la juste valeur d'instruments dérivés en 2025, comparativement à une perte nette latente de 2,1 G\$ (1,6 G\$ après impôts) en 2024, ce qui reflète la variation 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;
- une quote-part du bénéfice des satellites de 87 M\$ (65 M\$ après impôts) liée à notre participation dans DCP Midstream, LP (« DCP ») attribuable au gain réalisé par DCP à la cession de certains actifs pipeliniers; ces facteurs étant annulés en partie par
- l'absence en 2025 d'un gain sur cession de 1,1 G\$ (765 M\$ après impôts) se rapportant à la cession de nos participations dans le pipeline Alliance et dans Aux Sable Liquid Products LP, Aux Sable Midstream LLC, and Aux Sable Canada LP (« Aux Sable »);
- une perte de valeur de 330 M\$ (261 M\$ après impôts) comptabilisée à l'égard de certains actifs réglementés au titre des prestations de retraite et d'autres déductions non permises découlant de l'ordonnance rendue en juin 2025 par la commission de l'Ohio au sujet du dossier tarifaire d'Enbridge Gas Ohio;
- une perte de valeur de 240 M\$ (176 M\$ après impôts) liée à certains actifs non essentiels de notre secteur Oléoducs.

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 541 M\$ de l'augmentation du bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires découle principalement des importants facteurs commerciaux suivants :

- l'apport pendant l'exercice complet des services publics gaziers aux États-Unis à notre secteur Distribution et stockage de gaz;
- l'incidence positive du bénéfice généré par Enbridge Gas Ontario attribuable à des températures plus froides en 2025, comparativement à une incidence défavorable en 2024, ainsi qu'à une optimisation du stockage et à une tarification accrues de même qu'à des marges de distribution plus élevées et une croissance de la clientèle pour notre secteur Distribution et stockage de gaz;
- l'apport accru de notre secteur Transport de gaz attribuable essentiellement à la comptabilisation de produits plus élevés découlant du règlement de dossiers tarifaires pour Algonquin et Texas Eastern, à l'établissement de contrats favorables pour nos actifs de transport de gaz aux États-Unis et à l'apport du projet d'agrandissement de Venice de Texas Eastern;
- l'apport accru du réseau principal (déduction faite du partage) attribuable à une hausse de la demande et à une augmentation des tarifs de même qu'à une baisse des coûts de l'électricité;
- une baisse de la charge d'impôts, compte non tenu des impôts relatifs à certains facteurs peu fréquents ou hors exploitation susmentionnés, essentiellement attribuable à la baisse du taux d'imposition effectif aux États-Unis découlant essentiellement de l'incidence de crédits d'impôt à l'investissement plus élevés.

Les facteurs ci-dessus sont annulés en partie par :

- la hausse de la charge d'intérêts découlant essentiellement de la hausse du capital moyen de la dette en cours;
- la charge d'amortissement plus élevée en raison essentiellement de la détention des services publics gaziers aux États-Unis pendant l'exercice complet;
- l'apport moins élevé du réseau de la côte du golfe et du milieu du continent, au sein de notre secteur Oléoducs, attribuable essentiellement à la réduction des volumes au comptant sur le pipeline Flanagan Sud;
- l'apport moins élevé de notre secteur Transport de gaz en raison de la cession de nos participations dans le pipeline Alliance et dans Aux Sable en avril 2024 ainsi qu'en raison de la diminution des produits tirés des installations de gaz naturel renouvelable de Tomorrow RNG découlant de la baisse des prix des numéros d'identification renouvelables (« NIR ») et des volumes de production;
- la diminution en 2025 de l'apport attribuable à des crédits d'impôt à l'investissement pour notre participation dans le projet d'énergie solaire Fox Squirrel, au sein de notre secteur Production d'énergie renouvelable;
- l'absence en 2025 de produits d'intérêts attribuables au financement en trésorerie préalable de l'acquisition par Enbridge de The East Ohio Gas Company (« EOG »), de Questar Gas Company (« Questar ») et de ses sociétés affiliées Wexpro (« Wexpro »), et de Public Service Company of North Carolina, Incorporated (« PSNC ») (collectivement, les « Acquisitions »), au sein de l'unité Éliminations et divers.

PRODUITS

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

Les produits tirés du transport et des autres services se sont établis à 20,2 G\$, à 19,7 G\$ et à 19,2 G\$ pour les exercices clos respectivement les 31 décembre 2025, 2024 et 2023; 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 ventes de services de distribution de gaz de 9,8 G\$, de 6,8 G\$ et de 5,4 G\$ pour les exercices clos respectivement les 31 décembre 2025, 2024 et 2023 sont comptabilisés conformément à la méthode d'établissement des tarifs prescrite 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 35,2 G\$, de 27,0 G\$ et de 19,0 G\$ pour les exercices clos respectivement les 31 décembre 2025, 2024 et 2023 ont été générés principalement par nos entreprises de commercialisation du pétrole brut, du gaz naturel et de l'électricité. Leurs activités 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. Les produits tirés des ventes de marchandises comprennent également les produits tirés de notre entreprise Tomorrow RNG. 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	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	9 396	9 531	9 383

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

Le BAIIA a été désavantagé de 191 M\$ en raison surtout de pertes de valeur de 240 M\$ liées à certains actifs non essentiels.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 56 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- l'apport accru du réseau principal (déduction faite du partage) découlant de l'accroissement de la demande, des hausses tarifaires annuelles et de surcharges plus élevées depuis le 1^{er} juillet 2024 ainsi que de la baisse des frais d'électricité attribuable à une plus grande efficacité opérationnelle et à un taux par mille moins élevé;
- l'apport plus élevé de la canalisation 9 en raison de l'augmentation des volumes;
- l'incidence favorable de la conversion du bénéfice libellé en dollars américains à un taux de change moyen supérieur en 2025, comparativement à 2024; ces facteurs étant annulés en partie par
- l'apport moins élevé du réseau de la côte du golfe et du milieu du continent attribuable essentiellement à la réduction des volumes au comptant sur le pipeline Flanagan Sud;

TRANSPORT DE GAZ

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	5 491	5 656	4 264

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

Le BAIIA a été désavantagé de 780 M\$ en raison de certains facteurs peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- l'absence en 2025 d'un gain sur cession de 1,1 G\$ se rapportant à la cession de nos participations dans le pipeline Alliance et dans Aux Sable; ce facteur étant annulé en partie par
- l'absence en 2025 d'une perte de valeur d'actif de 137 M\$ au titre du pipeline Big Sandy;
- une quote-part du bénéfice des satellites de 87 M\$ liée à notre participation dans DCP attribuable au gain réalisé par DCP à la cession de certains actifs pipeliniers;
- un ajustement net positif de 32 M\$ lié aux stocks de gaz d'Aitken Creek en 2025, comparativement à un ajustement net négatif de 33 M\$ en 2024.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 615 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- la comptabilisation de produits plus élevés découlant du règlement de dossiers tarifaires pour Algonquin et Texas Eastern;
- l'apport du projet d'agrandissement de Venice de Texas Eastern mis en service vers la fin de 2024;
- l'augmentation des produits tirés d'Aitken Creek en raison d'écarts de stockage favorables;
- la conclusion de contrats favorables pour nos actifs de transport de gaz aux États-Unis;
- la hausse des produits tirés de notre participation dans DCP;
- l'apport découlant de l'acquisition de participations dans la coentreprise Whistler Parent JV, dans Delaware Basin Residue LLC (« DBR ») et dans Matterhorn Express, LLC aux deuxième et quatrième trimestres de 2024 et au deuxième trimestre de 2025, respectivement;
- l'incidence favorable de la conversion du bénéfice libellé en dollars américains à un taux de change moyen supérieur en 2025, comparativement à 2024; ces facteurs étant annulés en partie par
- l'absence de l'apport de nos participations dans le pipeline Alliance et dans Aux Sable en raison de la vente de ces participations en avril 2024;
- la diminution du bénéfice réalisé par Tomorrow RNG attribuable essentiellement à la baisse des prix des NIR et des volumes de production.

DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	3 809	2 869	1 592

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

Le BAIIA a été désavantagé de 330 M\$ en raison d'une perte de valeur comptabilisée à l'égard de certains actifs à tarifs réglementés au titre des prestations de retraite et d'autres déductions non permises découlant de l'ordonnance rendue en juin 2025 par la commission de l'Ohio au sujet du dossier tarifaire d'Enbridge Gas Ohio.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 1,3 G\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- l'apport pendant l'exercice complet des services publics gaziers aux États-Unis;
- comparativement aux prévisions météorologiques normales prises en compte dans les tarifs, l'incidence favorable des conditions météorologiques sur le BAIIA d'Enbridge Gas Ontario s'est établie à environ 30 M\$ (déduction faite du partage) en 2025, comparativement à une incidence défavorable d'environ 129 M\$ en 2024;
- la hausse des marges de distribution découlant de la majoration des tarifs et de l'élargissement de la clientèle d'Enbridge Gas Ontario;
- une optimisation du stockage et une tarification accrues pour Enbridge Gas Ontario;
- la hausse des marges de distribution découlant de l'augmentation des besoins en produits attribuable au recouvrement d'investissements en capital pour Enbridge Gas Ohio et la hausse des tarifs d'Enbridge Gas North Carolina.

PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	620	733	149

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

Le BAIIA a été avantagé de 35 M\$ en raison de certains facteurs peu fréquents et de facteurs hors exploitation qui s'expliquent principalement par :

- l'absence en 2025 d'une perte de valeur de 55 M\$ au titre de certains actifs; ce facteur étant annulé en partie par
- une perte réalisée de 139 M\$, annulée en partie par un gain net latent hors trésorerie de 112 M\$ en 2025, comparativement à une perte nette latente de 13 M\$ en 2024, ce qui reflète les 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.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 148 M\$ de la diminution s'explique en grande partie par la baisse en 2025 de l'apport attribuable à des crédits d'impôt à l'investissement pour notre participation dans le projet d'énergie solaire Fox Squirrel.

ÉLIMINATIONS ET DIVERS

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	1 161	(1 904)	916

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 couvertures de change ainsi que les activités de notre filiale entièrement détenue qui est une société d'assurance captive. Elle englobe également nos entreprises de commercialisation du gaz naturel et de l'électricité et les incidences des activités d'expansion de nouvelles entreprises et les placements non sectoriels.

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

Le BAIIA a été avantagé de 3,5 G\$ en raison de certains facteurs peu fréquents ou de facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- un gain net latent hors trésorerie de 1,2 G\$ en 2025, comparativement à une perte nette latente de 2,2 G\$ en 2024, ce qui reflète la variation de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change et le risque lié au prix des marchandises;
- l'absence en 2025 d'indemnités de départ de 105 M\$ découlant de la réduction de la main-d'œuvre en février 2024.

Après prise en compte des facteurs hors exploitation ci-dessus, le BAIIA a diminué de 461 M\$, en raison surtout des facteurs suivants :

- l'augmentation des pertes de change réalisées sur le règlement de couvertures en 2025;
- l'absence en 2025 de produits d'intérêts attribuable au financement en trésorerie préalable des Acquisitions.

PROJETS DE CROISSANCE – PROJETS GARANTIS SUR LE PLAN COMMERCIAL

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

		Participation d'Enbridge	Coût en capital estimatif ¹	Dépenses engagées à ce jour ²	État d'avancement ²	Date d'entrée en service prévue
<i>(en dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>						
OLÉODUCS						
1.	Optimisation du réseau principal – Phase 1	100 %	1,4 G\$ US	39 M\$ US	Pré-construction	2027
2.	Pipeline de raccordement du sud de l'Illinois	100 % ³	0,5 G\$ US	Aucune dépense importante à ce jour	Pré-construction	2028
3.	Carrefour de CO ₂ Pelican	50 %	0,3 G\$ US	Aucune dépense importante à ce jour	Pré-construction	2029
TRANSPORT DE GAZ						
4.	Projet de modernisation de Texas Eastern	100 %	0,4 G\$ US	273 M\$ US	Divers stades	2025 – 2026
5.	Prolongement du pipeline T-North (Aspen Point)	100 % ⁴	1,2 G\$	788 M\$	En construction	2026
6.	Projet d'expansion Tennessee Ridgeline	100 %	1,4 G\$ US	506 M\$ US	En construction	2026
7.	Projet de GNL de Woodfibre ⁵	30 %	2,9 G\$ US	1,5 G\$ US	En construction	2027
8.	Prolongement du pipeline T-South (Sunrise)	100 % ⁴	4,0 G\$	540 M\$	Pré-construction	2028
9.	Prolongement du pipeline T-North (Birch Grove)	100 % ⁴	0,4 G\$	23 M\$	Pré-construction	2028
10.	Réseau pipelinier Canyon	100 %	1,0 G\$ US	154 M\$ US	Pré-construction	2029
11.	Amélioration d'Algonquin Gas Transmission	100 %	0,3 G\$ US	Aucune dépense importante à ce jour	Pré-construction	2029
12.	Programme de croissance du stockage sur la côte américaine du golfe	100 %	0,5 G\$ US	Aucune dépense importante à ce jour	Pré-construction	2028 – 2033
DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ						
13.	Centre énergétique Moriah ⁶	100 %	0,6 G\$ US	368 M\$ US	En construction	2027
14.	Projet de fiabilité T-15 ^{6, 7}	100 %	0,7 G\$ US	98 M\$ US	Pré-construction	2027 – 2028
PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE						
15.	Projet d'énergie solaire Sequoia	100 %	1,1 G\$ US	796 M\$ US	Divers stades	2025 – 2026
16.	Projet d'énergie solaire Clear Fork	100 %	0,9 G\$ US	198 M\$ US	En construction	2027
17.	Projet Easter	100 %	0,4 G\$ US	104 M\$ US	Pré-construction	2026 – 2027
18.	Phase 1 du projet Cowboy	100 %	1,2 G\$ US	Aucune dépense importante à ce jour	Pré-construction	2027
19.	Projet éolien extracôtier Courseulles (Calvados) ⁸	21,7 %	1,0 G\$ (0,6 G€)	444 M\$ (303 M€)	En construction	2027

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 2025.

- 3 Comprend les montants relatifs à la construction du pipeline de raccordement du sud de l'Illinois, qui devrait être détenu à 50 % conjointement avec Energy Transfer, les coûts de mise à niveau du pipeline de pétrole brut d'Energy Transfer, dans lequel nous détenons une participation de 27,6 %, et les montants entièrement attribuables à Enbridge.
- 4 Le détenteur de la participation ne donnant pas le contrôle rachetable, le regroupement de Premières Nations, aura la possibilité de participer à des programmes de dépenses d'investissement désignés, une fois que ceux-ci auront été réalisés ou quasi-réalisés. Par conséquent, le pourcentage de notre participation à ces programmes pourrait changer dans l'avenir.
- 5 Notre investissement prévu correspond à environ 2,3 G\$ US, le reste du projet étant financé au moyen d'un emprunt sans recours.
- 6 Projets approuvés antérieurement acquis par Enbridge dans le cadre de l'acquisition de PSNC.
- 7 Comprend les coûts en capital approuvés pour la deuxième phase du projet, qui prévoit l'installation de stations de compression supplémentaires pour rehausser la capacité et qui devrait entrer en service en 2028.
- 8 Notre investissement correspond à environ 0,3 G\$, 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*.

OLÉODUCS

- **Optimisation du réseau principal – Phase 1** – Phase 1 du projet d'optimisation du réseau principal qui a pour objectif de soutenir la demande croissante des clients de même que l'augmentation de la production à long terme dans l'Ouest canadien de manière à augmenter les livraisons de pétrole lourd canadien vers les marchés clés du raffinage du Midwest américain et de la côte américaine du golfe. Ce projet devrait permettre d'ajouter une capacité de 150 et 100 milliers de barils par jour, respectivement, sur notre réseau principal et sur le pipeline Flanagan Sud, grâce à l'augmentation de la puissance, à l'optimisation des activités en amont et à l'amélioration des terminaux. Le prolongement du pipeline Flanagan Sud s'appuie sur des contrats d'achat ferme à long terme prévoyant un service d'acheminement complet depuis Edmonton, en Alberta, vers Houston, au Texas. De plus, la majorité des clients actuels du pipeline Flanagan Sud ont choisi de reconduire leurs contrats de service d'acheminement complet au-delà de 2040. La mise en service du projet est prévue en 2027.
- **Pipeline de raccordement du sud de l'Illinois** – Construction d'un nouveau pipeline d'un diamètre de 24 po allant de Wood River jusqu'à Patoka, en Illinois, qui reliera le pipeline Platte à notre pipeline de pétrole brut détenu conjointement avec Energy Transfer. Le projet comprend également de nouvelles stations de pompage qui fourniront une capacité supplémentaire au réseau Platte. Des volumes additionnels sont garantis aux termes de contrats d'achat ferme à long terme conclus avec des clients de premier ordre. La mise en service du projet est prévue en 2028.
- **Carrefour de CO₂ Pelican** – Coentreprise à parts égales avec une filiale d'Occidental Petroleum Corporation (« Oxy ») en vue de la conception, de la construction et de l'exploitation d'un carrefour de transport et de séquestration de dioxyde de carbone dans le corridor du fleuve Mississippi, en Louisiane. Oxy gérera l'aspect séquestration du projet, tandis qu'Enbridge gérera le pipeline. Le développement repose sur des contrats d'achat ferme à long terme conclus avec une contrepartie de premier ordre, et la mise en service de l'installation est prévue en 2029.

TRANSPORT DE GAZ

- **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. La mise en service par étapes du programme a commencé en 2024 et s'échelonnera sur plusieurs années, jusqu'en 2026.
- **Prolongement du pipeline T-North (Aspen Point)** – Agrandissement de notre réseau BC Pipeline 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 »). Cet agrandissement vise à répondre à la demande régionale croissante de gaz naturel et aux exportations potentielles de GNL sur la côte ouest. Il s'appuie sur un modèle commercial fondé sur le coût des services, et sa mise en service est prévue en 2026.

- **Projet d'expansion Tennessee Ridgeline** – Expansion du réseau de transport de gaz naturel East Tennessee qui fournira du gaz naturel supplémentaire à la Tennessee Valley Authority (« TVA ») pour soutenir le remplacement d'une centrale électrique existante alimentée au charbon alors que la TVA poursuit sa transition vers une production alimentée par des combustibles à plus faible teneur en carbone. La portée proposée comprend l'installation de boucles de conduite de 30 pouces sur environ 125 milles, d'une station de compression alimentée à l'électricité et de panneaux solaires de 8 mégawatts (« MW ») derrière le compteur. Nous prévoyons une mise en service du projet en 2026.
- **Projet de GNL Woodfibre** – Construction d'installations de liquéfaction et de stockage flottant dans la région de Squamish, en Colombie-Britannique, et d'un agrandissement du réseau BC Pipeline, dont la construction est exécutée par notre partenaire. Enbridge détient une participation ne donnant pas le contrôle dans ce projet dont la mise en service est prévue en 2027.

Enbridge et ses partenaires ont convenu de mettre à jour les modalités commerciales du projet de GNL Woodfibre. Le rendement privilégié sera établi dans un délai plus rapproché de l'achèvement de la construction, ce qui diminue le risque pour le rendement sur le capital investi d'Enbridge, et notre part prévue du coût en capital a été mise à jour en 2025.

- **Prolongement du pipeline T-South (Sunrise)** – Prolongement du pipeline T-South sur notre réseau BC Pipeline comprenant le bouclage du pipeline, des stations de compression supplémentaires et d'autres modifications accessoires des stations en vue d'obtenir une capacité supplémentaire de 300 Mpi³/j. Le prolongement est principalement attribuable à un manque prévu de capacité pour acheminer le gaz vers les marchés du Lower Mainland de la Colombie-Britannique et du Nord-Ouest du Pacifique aux États-Unis après le début des livraisons au projet de GNL Woodfibre. Le projet s'appuiera sur un modèle commercial fondé sur le coût du service, et sa mise en service est prévue en 2028. En 2026, la Régie a recommandé au gouverneur en conseil du gouvernement du Canada d'approuver ce projet.
- **Prolongement du pipeline T-North (Birch Grove)** – Agrandissement de notre réseau BC Pipeline dans le nord de la Colombie-Britannique comprenant le bouclage du pipeline et des modifications accessoires de la station en vue d'obtenir une capacité supplémentaire de 178 millions de pieds cubes par jour. Ce projet s'appuie sur un modèle commercial fondé sur le coût des services, et sa mise en service est prévue en 2028. Ce prolongement découle du besoin exprimé par les producteurs de gaz naturel du nord-est de la Colombie-Britannique d'avoir accès à de nouveaux marchés pour leur production croissante, qui provient en grande partie de l'important gisement Montney. Nous prévoyons déposer notre dossier réglementaire à l'égard de ce projet auprès de la Régie au deuxième trimestre de 2026.
- **Réseau pipelinier Canyon** - Construction de deux nouveaux pipelines extracôtiers et de prolongements d'oléoducs et de gazoducs pour soutenir l'exploitation extracôtière aux sites Kaskida et Tiber de bp, situés au large de la côte américaine du golfe. Ce projet comprend un oléoduc d'un diamètre de 24 ou 26 po reliant la plateforme Green Canyon 19 de Shell Pipeline Company LP et un gazoduc d'un diamètre de 12 po qui sera relié à notre pipeline de collecte de gaz Magnolia. La mise en service de ce projet est prévue en 2029.
- **Amélioration d'Algonquin Gas Transmission** – Amélioration de notre pipeline Algonquin en vue de pourvoir à la demande croissante dans le nord-est des États-Unis. Ce projet vise à rehausser la fiabilité de l'approvisionnement et à améliorer l'abordabilité en réduisant la volatilité des prix hivernaux pour les clients. La mise en service du projet est prévue en 2029.
- **Programme d'accroissement de la capacité de stockage sur la côte américaine du golfe** – Expansion de nos installations de stockage de gaz naturel d'Egan et de Moss Bluff sur la côte américaine du golfe en vue d'offrir respectivement 16 milliards de pieds cubes (« Gpi³ ») et 7 Gpi³ de nouvelle capacité des sites. L'installation d'Egan sera agrandie en deux phases, la mise en service de chacune des phases étant prévue respectivement en 2030 et 2033. L'installation agrandie de Moss Bluff devrait entrer en service en 2028. Ces projets visent à améliorer les taux d'injection et de retrait des sites, à optimiser la capacité existante et à offrir une capacité de stockage aux installations de traitement de GNL sur la côte américaine du golfe durant les périodes de forte demande.

DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

- **Centre énergétique Moriah** – Construction d’une installation de GNL dans le comté de Person, en Caroline du Nord, d’une capacité de stockage de 2 Gpi³. Cette installation devrait permettre d’améliorer la fiabilité du réseau et de faire face aux contraintes d’offre découlant de la croissance de la clientèle, et elle sera munie de capacités de camionnage permettant de soutenir d’autres installations de GNL. La mise en service du projet est prévue en 2027.
- **Projet de fiabilité T-15** – Construction d’une conduite de transport de 45 miles et d’une station de compression ainsi que les postes de comptage et de régulation connexes dans les comtés de Rockingham, de Caswell et de Person, en Caroline du Nord. Ce projet sera réalisé en deux phases, en 2027 et en 2028.

PRODUCTION D’ÉNERGIE RENOUVELABLE

- **Projet d’énergie solaire Sequoia** – Centrale d’énergie solaire de 815 MW situé à environ 150 milles à l’ouest de Dallas, au Texas. La première phase du projet a été achevée au quatrième trimestre de 2025, et la deuxième phase devrait entrer en service vers la fin de 2026. Les produits d’exploitation dans le cadre du projet s’appuient sur une convention d’achat d’électricité (« CAE ») à prix fixe à long terme.
- **Projet d’énergie solaire Clear Fork** – Centrale d’énergie solaire de 600 MW située près de San Antonio, au Texas, dont la totalité de la production sera vendue aux termes d’une convention d’achat à long terme. Le projet devrait entrer en service en 2027.
- **Projet éolien Easter Wind** - Projet éolien terrestre de 152 MW situé à proximité d’Amarillo, au Texas, dont la **totalité** de la production sera vendue aux termes d’une convention d’achat à long terme. Ce projet devrait être mis en service en deux phases, en 2026 et 2027.
- **Phase 1 du projet Cowboy** – Centrale d’énergie solaire et système de stockage par batteries de 365 MW tous deux situés à Cheyenne, au Wyoming. La totalité de l’énergie renouvelable produite par la centrale sera vendue aux termes d’un contrat d’achat à long terme, tandis que la capacité de stockage par batteries sera vendue aux termes d’une convention d’achat à prix fixe à long terme. Le système de stockage par batteries est actuellement approuvé à hauteur de 135 MW avec possibilité de hausse pouvant atteindre 200 MW, sous réserve d’examen et d’approbation. Les deux composantes de ce projet devraient être mises pleinement en service en 2027.
- **Projet éolien extracôtier Courseulles (Calvados)** – Projet éolien extracôtier situé au large de la côte nord-ouest de la France devant produire environ 448 MW d’électricité. La mise en service du projet est prévue en 2027, et les produits d’exploitation s’appuient sur une convention d’achat d’électricité à prix fixe de 20 ans.

ANNONCE D’AUTRES PROJETS EN COURS D’AMÉNAGEMENT

OLÉODUCS

Optimisation du réseau principal – Phase 2

Le 7 novembre 2025, nous avons annoncé la deuxième phase du projet d’optimisation du réseau principal. Cette phase devrait permettre d’offrir une capacité supplémentaire de 250 milliers de barils par jour depuis le bassin sédimentaire de l’Ouest canadien, ce qui nous permettra de tirer parti des capacités de nos actifs actuels, notamment du pipeline Dakota Access, dans lequel nous détenons une participation de 27,6 %, de la canalisation 26 et du réseau pipelinier Chicap. La mise en service de cette phase est prévue en 2028, sous réserve de la finalisation des ententes commerciales, de l’obtention des approbations environnementales et réglementaires nécessaires et du respect des critères d’investissement.

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'investissement 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 acquisitions ainsi que les remboursements de notre dette. 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*, *note 26 – Contrats de location* et *note 30 – Engagements et éventualités* de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*, pour connaître les montants impayés au 31 décembre 2025.

Les contrats à long terme que nous avons signés en vue de l'achat de services, de canalisations et d'autres matériaux totalisent 14,0 G\$ et devraient être payés au cours des cinq prochaines années. Les 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 et engagements d'achat 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.

ACCÈS AUX MARCHÉS DES CAPITAUX

Nous veillons à pouvoir accéder 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 4,6 G\$ et 4,7 G\$ US décrites ci-après en 2025 :

Entité	Date d'émission	Type d'émission	Montant
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>			
Enbridge Inc.	Février 2025	Billets à taux variable	400 \$
Enbridge Inc.	Février 2025	Billets à moyen terme	2 400 \$
Enbridge Inc.	Juin 2025	Billets de premier rang	2 250 \$ US
Enbridge Inc.	Septembre 2025	Billets subordonnés à taux fixe-fixe	1 000 \$
Enbridge Inc.	Novembre 2025	Billets de premier rang	1 500 \$ US
Enbridge Gas Inc.	Septembre 2025	Billets à moyen terme	800 \$
The East Ohio Gas Company	Juin 2025	Billets de premier rang	500 \$ US
The East Ohio Gas Company	Décembre 2025	Billets de premier rang	400 \$ US

Facilités de crédit 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 le détail de nos facilités de crédit engagées au 31 décembre 2025 :

	Échéance ¹	Total des facilités	Prélèvements ²	Montants disponibles
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc.	2027-2049	8 033	6 488	1 545
Enbridge (U.S.) Inc.	2027-2030	10 307	4 636	5 671
Pipelines Enbridge Inc.	2027	2 000	1 024	976
Enbridge Gas Inc.	2027	2 500	1 030	1 470
Total des facilités de crédit engagées		22 840	13 178	9 662

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 juillet 2025, nous avons renouvelé un montant d'environ 8,8 G\$ sur nos facilités de crédit prorogables de 364 jours et reporté leur échéance jusqu'en juillet 2027, ce qui comprend une option de conversion en emprunt à terme d'un an à compter de juillet 2026. Nous avons également renouvelé nos facilités de crédit d'une durée de cinq ans pour un montant d'environ 7,8 G\$ et reporté leur échéance jusqu'en juillet 2030. Enfin, nous avons reporté l'échéance de nos facilités de crédit d'une durée de trois ans jusqu'en juillet 2028.

En juillet 2025, Enbridge Gas Ontario et Pipelines Enbridge Inc. ont reporté l'échéance de leurs facilités de crédit prorogables de 364 jours respectives de 2,5 G\$ et de 2,0 G\$ jusqu'en juillet 2027, ce qui comprend des options de conversion en emprunt à terme d'un an à compter de juillet 2026.

Outre les facilités de crédit engagées susmentionnées, nous avons à notre disposition des facilités de lettres de crédit à vue non engagées de 1,6 G\$, sur lesquelles un montant de 932 M\$ était inutilisé au 31 décembre 2025. Au 31 décembre 2024, nous détenions des facilités de lettres de crédit à vue non engagées de 1,4 G\$, sur lesquelles un montant de 931 M\$ était inutilisé.

Au 31 décembre 2025, le montant net de nos liquidités disponibles totalisait 10,8 G\$ (14,4 G\$ au 31 décembre 2024) et comprenait des facilités de crédit disponibles de 9,7 G\$ (12,6 G\$ au 31 décembre 2024) ainsi que de la trésorerie et des équivalents de trésorerie non soumis à restrictions de 1,1 G\$ (1,8 G\$ au 31 décembre 2024), comme il est indiqué dans les états consolidés de la situation financière.

Nos conventions de crédit et d'emprunt à terme comportent les dispositions habituelles relatives aux cas de défaillance et des clauses restrictives standards selon lesquelles un remboursement anticipé ou la résiliation des ententes peut être exigé si nous nous trouvons en défaut de paiement ou ne respectons pas certaines clauses. Au 31 décembre 2025, nous respectons toutes ces clauses restrictives.

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. 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 83 M\$, tel qu'elle est présentée aux états consolidés de la situation financière, comprend principalement un titre de réassurance, une garantie en trésorerie, des montants correspondant aux coûts futurs de cessation d'exploitation de pipelines perçus et détenus en fiducie ainsi que des montants reçus au titre d'engagements d'expéditeurs bien précis et de projets d'investissement. 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 2025 et 2024, nous avons un fonds de roulement négatif de 2,8 G\$ et de 2,9 G\$, respectivement. Pour ces deux exercices, le passif à court terme lié à notre programme d'investissement de croissance a été le principal facteur du déficit de notre fonds de roulement. Pour faire face à ce déficit du fonds de roulement, nous maintenons un montant considérable de liquidités grâce aux facilités de crédit engagées et à d'autres sources déjà mentionnées, qui permettent le règlement des passifs à l'échéance.

SOURCES ET EMPLOIS DE LA TRÉSORERIE

Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	2025	2024	2023
Activités d'exploitation	12 270	12 600	14 201
Activités d'investissement	(10 503)	(20 363)	(6 043)
Activités de financement	(2 400)	3 544	(2 864)
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions libellés en devises	(47)	234	(216)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	(680)	(3 985)	5 078

Les sources et emplois importants de la trésorerie pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024 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, des cessions 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 en trésorerie d'immobilisations corporelles pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023 :

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Oléoducs	1 358	1 157	1 158
Transport de gaz	3 176	2 453	1 890
Distribution et stockage de gaz	3 318	2 381	1 451
Production d'énergie renouvelable	947	661	100
Éliminations et divers	174	59	55
Total des dépenses en immobilisations	8 973	6 711	4 654

2025

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

- l'absence en 2025 de l'acquisition d'EOG, de Questar, de PSNC et de Tomorrow RNG;
- l'absence en 2025 de l'acquisition de participations dans Whistler Parent JV et dans DBR et de l'apport lié à notre participation dans le projet d'énergie solaire Fox Squirrel; ces facteurs étant annulés en partie par
- l'absence en 2025 du produit tiré de la cession de nos participations dans le pipeline Alliance, dans Aux Sable et dans NRGreen Power Limited Partnership (« NRGreen »);
- des dépenses en immobilisations pendant un exercice complet pour EOG, Questar et PSNC ainsi qu'une augmentation des dépenses en immobilisations affectées aux projets de croissance dans nos secteurs Transport de gaz et Production d'énergie renouvelable.

2024

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

- l'acquisition d'EOG, de Questar, de PSNC et de Tomorrow RNG en 2024;
- l'augmentation des dépenses en immobilisations en raison de l'acquisition d'EOG, de Questar et de PSNC et des projets de croissance dans le secteur Transport de gaz;
- l'acquisition de participations dans Whistler Parent JV et dans DBR ainsi que l'apport liés à notre participation dans le projet d'énergie solaire Fox Squirrel en 2024; ces facteurs étant contrebalancés en partie par
- le produit tiré de la cession de nos participations dans le pipeline Alliance, dans Aux Sable et dans NRGreen en 2024.

Activités de financement

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

2025

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

- la diminution des prélèvements nets sur les billets de trésorerie et les facilités de crédit en 2025, par rapport à 2024;
- l'absence en 2025 du programme d'émission d'actions au cours du marché, qui a donné lieu à l'émission de 51 298 629 actions ordinaires pour un produit net totalisant 2,5 G\$ en 2024; ces facteurs étant annulés en partie par
- la hausse des émissions de titres de créance à long terme en 2025, par rapport à 2024;
- le produit de 712 M\$, déduction faite des coûts de transaction, reçu du regroupement de Premières Nations en échange d'une participation ne donnant pas le contrôle rachetable dans notre réseau BC Pipeline.

2024

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

- des prélèvements nets sur les billets de trésorerie et les facilités de crédit en 2024, par rapport à des remboursements nets en 2023;
- le programme d'émission d'actions au cours du marché, qui a donné lieu à l'émission de 51 298 629 actions ordinaires pour un produit net totalisant 2,5 G\$ en 2024;
- la baisse du montant net des remboursements d'emprunts à court terme en 2024, comparativement à 2023; ces facteurs étant contrebalancés en partie par
- la hausse des remboursements sur la dette à long terme et la baisse des émissions de titres de créance à long terme en 2024, comparativement à 2023;
- l'absence en 2024 de l'appel public à l'épargne visant des actions ordinaires qui s'est conclu le 8 septembre 2023 pour un produit brut de 4,6 G\$;
- la hausse des dividendes versés sur les actions ordinaires attribuable principalement à la majoration du taux de dividende sur les actions ordinaires et le nombre accru d'actions ordinaires en circulation.

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 indemnisations. Pour plus de renseignements sur les accords de garantie, se reporter à la partie II, *note 31 – Garanties*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*.

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 participations dans des 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 :

	Taux de dividende	Dividende ¹	Valeur de rachat de base par action ^{2, 3}	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 %	1,30050 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2027	Série C
Actions privilégiées, série D	5,41 %	1,35300 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2028	Série E
Actions privilégiées, série F	5,54 %	1,38450 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2028	Série G
Actions privilégiées, série G ⁵	4,84 %	1,21000 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2028	Série F
Actions privilégiées, série H	6,11 %	1,52800 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2028	Série I
Actions privilégiées, série I ⁶	4,45 %	1,11250 \$	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	5,92 %	1,47950 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2029	Série Q
Actions privilégiées, série R	6,31 %	1,57850 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2029	Série S
Actions privilégiées, série 1	6,70 %	1,67593 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} juin 2028	Série 2
Actions privilégiées, série 3	5,29 %	1,32200 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2029	Série 4
Actions privilégiées, série 4 ⁷	4,71 %	1,17750 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2029	Série 3
Actions privilégiées, série 5	6,68 %	1,67075 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} mars 2029	Série 6
Actions privilégiées, série 7	5,99 %	1,49700 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2029	Série 8
Actions privilégiées, série 9	5,67 %	1,41800 \$	25 \$	1 ^{er} décembre 2029	Série 10
Actions privilégiées, série 11 ⁸	5,48 %	1,36925 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2030	Série 12
Actions privilégiées, série 13 ⁹	5,40 %	1,34875 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2030	Série 14
Actions privilégiées, série 15 ¹⁰	5,63 %	1,40650 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2030	Série 16
Actions privilégiées, série 19	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 qu'il est 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, de série I et de série 4 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 d'une action pour une, ses actions en actions privilégiées rachetables à dividende cumulatif d'une série donnée, à la date d'option de conversion et tous les cinq ans par la suite, à un prix d'émission attribué égal à la valeur de rachat de base 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 G a diminué, passant de 0,32411 \$ à 0,29836 \$ le 1^{er} décembre 2025, en raison du rajustement du taux de dividende trimestriel.
- 6 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série I a diminué, passant de 0,29980 \$ à 0,27432 \$ le 1^{er} décembre 2025, en raison du rajustement du taux de dividende trimestriel.
- 7 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série 4 a diminué, passant de 0,31601 \$ à 0,29034 \$ le 1^{er} décembre 2025, en raison du rajustement du taux de dividende trimestriel.
- 8 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série 11 a augmenté, passant de 0,24613 \$ à 0,34231 \$ le 1^{er} mars 2025, en raison du rajustement du taux de dividende annuel le 1^{er} mars 2025.
- 9 Le dividende trimestriel par action versé sur les actions privilégiées de série 13 a augmenté, passant de 0,19019 \$ à 0,33719 \$ le 1^{er} juin 2025, en raison du rajustement du taux de dividende annuel le 1^{er} juin 2025.
- 10 Le dividende trimestriel par action versé sur les actions privilégiées de série 15 a augmenté, passant de 0,18644 \$ à 0,35163 \$ le 1^{er} septembre 2025, en raison du rajustement du taux de dividende annuel le 1^{er} septembre 2025.

DIVIDENDES

Nous versons des dividendes sur nos actions ordinaires chaque année depuis que nous sommes devenus une société cotée en 1953. En décembre 2025, nous avons annoncé une hausse de 3 % de notre dividende trimestriel, ainsi porté à 0,9700 \$ par action ordinaire, soit un dividende annualisé de 3,88 \$, avec prise d'effet pour le dividende payable le 1^{er} mars 2026. Il s'agit d'une déclaration du dividende pour le 31^e exercice consécutif.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024, les dividendes payés au comptant ont totalisé 8,2 G\$ et 7,9 G\$, respectivement, et sont pris en compte dans les rentrées de trésorerie liées aux activités de financement aux états consolidés des flux de trésorerie.

Le 2 décembre 2025, notre conseil d'administration a déclaré les dividendes trimestriels ci-dessous. Tous les dividendes sont payables le 1^{er} mars 2026 aux actionnaires inscrits le 17 février 2026.

	Dividende par action
Actions ordinaires ¹	0,9700 \$
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	0,29836 \$
Actions privilégiées, série H	0,38200 \$
Actions privilégiées, série I ³	0,27432 \$
Actions privilégiées, série L	0,36612 \$ US
Actions privilégiées, série N	0,41850 \$
Actions privilégiées, série P	0,36988 \$
Actions privilégiées, série R	0,39463 \$
Actions privilégiées, série 1	0,41898 \$ US
Actions privilégiées, série 3	0,33050 \$
Actions privilégiées, série 4 ⁴	0,29034 \$
Actions privilégiées, série 5	0,41769 \$ US
Actions privilégiées, série 7	0,37425 \$
Actions privilégiées, série 9	0,35450 \$
Actions privilégiées, série 11	0,34231 \$
Actions privilégiées, série 13	0,33719 \$
Actions privilégiées, série 15	0,35163 \$
Actions privilégiées, série 19	0,38825 \$

1 Le montant des dividendes trimestriels par action ordinaire a été majoré de 3 %, passant de 0,9425 \$ à 0,9700 \$ le 1^{er} mars 2026.

2 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série G a diminué, passant de 0,32411 \$ à 0,29836 \$ le 1^{er} décembre 2025, en raison du rajustement trimestriel.

3 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série I a diminué, passant de 0,29980 \$ à 0,27432 \$ le 1^{er} décembre 2025, en raison du rajustement trimestriel.

4 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série 4 a diminué, passant de 0,31601 \$ à 0,29034 \$ le 1^{er} décembre 2025, en raison du rajustement trimestriel.

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 EEP (collectivement, les « sociétés en commandite »), aux termes desquelles Enbridge garantit pleinement et inconditionnellement, à titre de créances de premier rang non garanties, les obligations de paiement des sociétés en commandite à l'égard des séries de billets en circulation émis aux termes des conventions de fiducie respectives des sociétés en commandite. Au même moment, les sociétés en commandite ont conclu une convention de garantie 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 3,38 % échéant en 2026	Billets à 5,95 % échéant en 2033
Billets de premier rang à 5,95 % échéant en 2043	Billets à 6,30 % échéant en 2034
Billets de premier rang à 4,50 % échéant en 2045	Billets à 7,50 % échéant en 2038
	Billets à 5,50 % échéant en 2040
	Billets à 7,38 % échéant en 2045

1 Au 31 décembre 2025, le montant total de capital des billets de SEP en circulation s'établissait à environ 1,7 G\$ US.

2 Au 31 décembre 2025, le montant total de capital des billets d'EEP en circulation s'établissait à environ 1,9 G\$ US.

Billets garantis d'Enbridge

Libellés en dollars américains¹

Billets de premier rang à 1,60 % échéant en 2026
 Billets de premier rang à 5,90 % échéant en 2026
 Billets de premier rang à 4,25 % échéant en 2026
 Billets de premier rang à 5,25 % échéant en 2027
 Billets de premier rang à 3,70 % échéant en 2027
 Billets de premier rang à 4,60 % échéant en 2028
 Billets de premier rang à 6,00 % échéant en 2028
 Billets de premier rang à 4,20 % échéant en 2028
 Billets de premier rang à 5,30 % échéant en 2029
 Billets de premier rang à 3,13 % échéant en 2029
 Billets de premier rang à 4,90 % échéant en 2030
 Billets de premier rang à 6,20 % échéant en 2030
 Billets de premier rang à 4,50 % échéant en 2031
 Billets de premier rang liés à la durabilité à 5,70 %
 échéant en 2033
 Billets de premier rang liés à la durabilité à 2,50 %
 échéant en 2033
 Billets de premier rang à 5,63 % échéant en 2034
 Billets de premier rang à 5,55 % échéant en 2035
 Billets de premier rang à 5,20 % échéant en 2035
 Billets de premier rang à 4,50 % échéant en 2044
 Billets de premier rang à 5,50 % échéant en 2046
 Billets de premier rang à 4,00 % échéant en 2049
 Billets de premier rang à 3,40 % échéant en 2051
 Billets de premier rang à 6,70 % échéant en 2053
 Billets de premier rang à 5,95 % échéant en 2054

Libellés en dollars canadiens²

Billets de premier rang à 3,20 % échéant en 2027
 Billets de premier rang à 5,70 % échéant en 2027
 Billets de premier rang à 3,55 % échéant en 2028
 Billets de premier rang à 4,90 % échéant en 2028
 Billets de premier rang à 6,10 % échéant en 2028
 Billets de premier rang à taux variable échéant en
 2028
 Billets de premier rang à 2,99 % échéant en 2029
 Billets de premier rang à 4,21 % échéant en 2030
 Billets de premier rang à 3,90 % échéant en 2030
 Billets de premier rang à 7,22 % échéant en 2030
 Billets de premier rang à 7,20 % échéant en 2032
 Billets de premier rang liés à la durabilité à 6,10 %
 échéant en 2032
 Billets de premier rang liés à la durabilité à 5,36 %
 échéant en 2033
 Billets de premier rang liés à la durabilité à 3,10 %
 échéant en 2033
 Billets de premier rang à 4,73 % échéant en 2034
 Billets de premier rang à 4,56 % échéant en 2035
 Billets de premier rang à 5,57 % échéant en 2035
 Billets de premier rang à 5,75 % échéant en 2039
 Billets de premier rang à 5,12 % échéant en 2040
 Billets de premier rang à 4,24 % échéant en 2042
 Billets de premier rang à 4,57 % échéant en 2044
 Billets de premier rang à 4,87 % échéant en 2044
 Billets de premier rang à 4,10 % échéant en 2051
 Billets de premier rang à 6,51 % échéant en 2052
 Billets de premier rang à 5,76 % échéant en 2053
 Billets de premier rang à 5,32 % échéant en 2054
 Billets de premier rang à 4,56 % échéant en 2064

¹ Au 31 décembre 2025, le montant total de capital des billets d'Enbridge libellés en dollars américains en circulation s'établissait à environ 19,8 G\$ US.

² Au 31 décembre 2025, le montant total de capital des billets d'Enbridge libellés en dollars canadiens en circulation s'établissait à environ 14,5 G\$.

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

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

États combinés résumés des résultats

Exercice clos le 31 décembre	2025
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
Perte d'exploitation	(63)
Bénéfice	2 826
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	2 407

États combinés résumés de la situation financière

31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	391	2 000
Montants à recevoir de sociétés affiliées	3 873	3 901
Montants à recevoir de sociétés affiliées au titre de prêts à court terme	6 239	3 892
Autres actifs à court terme	467	499
Montants à recevoir de sociétés affiliées au titre de prêts à long terme	46 858	54 416
Autres actifs à long terme	1 994	2 139
Montants à payer à des sociétés affiliées	2 079	2 252
Montants à payer à des sociétés affiliées au titre de prêts à court terme	2 082	1 188
Comptes fournisseurs et charges à payer	537	661
Autres passifs à court terme	6 990	8 047
Montants à payer à des sociétés affiliées au titre de prêts à long terme	34 488	36 576
Autres passifs à long terme	67 004	62 642

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 de fiducie 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 également les obligations d'Enbridge aux termes des facilités de crédit en vigueur.

FAITS NOUVEAUX EN MATIÈRE JURIDIQUE ET AUTRES

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 l'exploitation continue de la canalisation 5 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 détient 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 entre le gouvernement du Canada et le gouvernement des États-Unis d'Amérique concernant les pipe-lines de transit* de 1977 – 28 U.S. T. 7449 (l'« accord de 1977 sur les pipelines de transit »), 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 mesure injonctive, l'ampleur des dommages-intérêts et la portée de l'injonction devant être déterminées dans le cadre d'un procès. Ce procès 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'ordonner à Enbridge de purger et fermer sa canalisation 5 sur la réserve en raison de l'importante érosion causée à un coude de la rivière appelé « le méandre ». À l'issue d'une audience qui s'est tenue le 18 mai 2023, la cour a conclu que la bande n'avait pas apporté la preuve de l'imminence de dommages et a indiqué qu'un jugement définitif serait bientôt rendu.

Le 26 juin 2023, la cour a rendu son jugement définitif, qui 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 par la cour 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 pour laquelle elle ne détient pas de 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 permettre l'achèvement du projet de relocalisation au Wisconsin avant 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 d'appel des États-Unis 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 de 1977 sur les pipelines de transit, et d'autres questions que les États-Unis jugent importantes. Par la suite, les États-Unis ont déposé un mémoire le 8 avril 2024. À la suite de l'invitation de la part de la cour d'appel le 29 avril 2024, Enbridge et la bande ont déposé leur réponse respective au mémoire d'amicus curiae des États-Unis. La décision de la cour d'appel est attendue au début de 2026. Le 27 janvier 2026, Enbridge a présenté une requête en suspension ou modification de la partie du jugement définitif rendu le 29 juin 2023 exigeant qu'Enbridge mette fin à l'exploitation de la canalisation 5 sur toute parcelle pour laquelle elle ne détient pas de droit de passage valide au plus tard le 16 juin 2026.

En mars 2025, après avoir reçu l'autorisation des organismes tribaux, fédéraux et étatiques, un projet d'atténuation de l'érosion du méandre a été mis en place avec succès.

CONDUITES JUMELLES DE LA CANALISATION 5 AU MICHIGAN – SERVITUDE DU DÉTROIT DE MACKINAC

Poursuite de la procureure générale du Michigan

En 2019, la procureure générale de l'État du Michigan a entamé une poursuite auprès de la cour de circuit du comté d'Ingham du Michigan (la « cour de circuit du Michigan ») en vue d'invalider la servitude accordée en 1953 pour l'exploitation de la canalisation 5 d'Enbridge dans le détroit de Mackinac. La cause de la procureure générale a par la suite été renvoyée à la cour fédérale des États-Unis en décembre 2021, à la suite d'une décision rendue le 16 novembre 2021 indiquant qu'une 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.

En juin 2024, la Cour d'appel des États-Unis pour le sixième circuit (la « cour du sixième circuit ») a ordonné que la cause soit entendue par un tribunal étatique. La demande de nouvelle audience déposée par Enbridge a été refusée en août 2024. Les plaidoiries à l'égard des requêtes incidentes pour jugement sommaire ont été entendues en janvier 2025 par la cour de circuit du Michigan. Une décision est attendue en 2026.

Par ailleurs, en janvier 2025, Enbridge a déposé une requête auprès de la Cour suprême des États-Unis lui demandant d'examiner la décision rendue par la cour du sixième circuit. La Cour a accepté la demande en juin 2025. Les exposés sont terminés, et les plaidoiries et une décision sont prévues en 2026. Entre-temps, Enbridge a demandé à la cour de circuit du Michigan de suspendre les procédures d'ici à ce que la Cour suprême des États-Unis rende sa décision. La motion a été rejetée.

Parallèlement, l'Army Corps of Engineers (l'« Army Corps ») a annoncé en avril 2025 que le projet de tunnel lié à la canalisation 5 était admissible à un examen en vertu de procédures de traitement d'urgence ou particulier. Le 13 novembre 2025, l'Army Corps a publié une étude de l'impact environnemental supplémentaire et a tenu une période de consultation publique se terminant en décembre 2025. Le 6 février 2026, l'Army Corps a publié son étude d'impact environnemental définitive. Nous nous attendons à ce que le compte rendu de décision soit publié en 2026.

Poursuite d'Enbridge

Le 24 novembre 2020, Enbridge a déposé auprès de la cour de district des États-Unis pour le district Ouest du Michigan (la « cour de district des États-Unis ») une plainte par voie de redressement déclaratoire et d'injonction demandant à la cour d'empêcher la gouverneure du Michigan et le directeur du ministère des Ressources naturelles du Michigan (les « représentants de l'État du Michigan ») de s'ingérer dans l'exploitation continue de la canalisation 5. Le gouvernement du Canada a réitéré son soutien à l'égard de cette canalisation en mettant l'accent sur la pertinence de l'accord de 1977 sur les pipelines de transit et sur les éléments importants pour le Canada.

En janvier 2022, les représentants de l'État du Michigan ont déposé une motion visant à rejeter cette cause, et Enbridge a déposé une motion demandant un jugement sommaire. Le 5 juillet 2024, la cour de district des États-Unis a rejeté la motion des représentants de l'État du Michigan, déclenchant un appel immédiat auprès de la cour du sixième circuit. La cause a été suspendue d'ici à ce que l'issue de l'appel soit connue.

Le 23 avril 2025, la cour du sixième circuit a confirmé l'ordonnance de la cour de district des États-Unis, et une demande de nouvelle audience en formation plénière a été rejetée le 16 juin 2025. Le 24 juin 2025, la cause a été renvoyée de façon administrative devant la cour de district des États-Unis, et les représentants de l'État du Michigan ont déposé leur réponse à la plainte d'Enbridge.

Le 14 juillet 2025, une ordonnance de gestion de l'instance a été rendue, ce qui a donné lieu à l'établissement d'un calendrier des exposés relativement à la motion demandant un jugement sommaire déposée par Enbridge et à la motion déposée par les représentants de l'État du Michigan demandant l'abstention. Le 12 septembre 2025, les États-Unis ont déposé une déclaration d'intérêt à l'égard de cette cause. Les exposés se sont conclus le 10 octobre 2025 et les plaidoiries se sont tenues le 12 novembre 2025.

Le 17 décembre 2025, la cour de district des États-Unis a rendu un jugement en faveur d'Enbridge et a rejeté la motion des représentants de l'État du Michigan demandant l'abstention ou la suspension de l'action fédérale. En janvier 2026, une demande d'appel a été présentée par les représentants de l'État du Michigan, et peu de temps après, auprès de la cour de circuit du Michigan, Enbridge et la procureure générale du Michigan ont présenté une requête en suspension de la poursuite de la procureure générale du Michigan d'ici à ce que la décision de la cour du sixième circuit soit rendue.

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 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, citant notamment des préoccupations au sujet du caractère adéquat de l'analyse environnementale et du processus de consultation des peuples tribaux par l'Army Corps. Les tribus sioux d'Oglala et de Yankton avaient également intenté des poursuites alléguant des revendications semblables en 2018. En 2017 et une seconde fois en 2020, la cour de district a relevé des lacunes dans les évaluations environnementales réalisées par l'Army Corps et a ordonné la réalisation d'une étude de l'impact environnemental (« EIE ») exhaustive.

En juillet 2020, la cour de district a invalidé la servitude et ordonné la fermeture du pipeline, mais cette ordonnance a été suspendue par la Cour d'appel des États-Unis pour le district de Columbia. En janvier 2021, la Cour d'appel des États-Unis a maintenu l'exigence de réalisation d'une EIE et a confirmé l'invalidation de la servitude, tout en indiquant que le pipeline Dakota Access pouvait demeurer en exploitation en l'absence d'une injonction. La Cour suprême des États-Unis a refusé d'examiner la cause, et l'Army Corps a indiqué qu'il ne chercherait pas à faire cesser l'exploitation du pipeline durant le processus d'examen.

Le 8 septembre 2023, l'Army Corps a publié une EIE provisoire dans laquelle cinq options sont envisagées, notamment le maintien de l'exploitation, la fermeture, le déplacement et l'enlèvement du pipeline. Aucune option privilégiée n'a été indiquée. La période de consultation publique a pris fin le 13 décembre 2023.

Le 19 décembre 2025, l'Army Corps a publié l'EIE définitive à l'égard du pipeline Dakota Access. L'EIE définitive comprend une analyse approfondie des risques de déversement du pipeline, ce qui comprend un bilan de sécurité du pipeline de pétrole brut d'Energy Transfer. L'Army Corps doit attendre 30 jours après la publication de l'EIE définitive pour publier un compte rendu de décision et instituer une nouvelle servitude. Par conséquent, un nouveau compte rendu de décision et une nouvelle servitude sont attendus en 2026.

Par ailleurs, le 15 octobre 2024, la tribu sioux Standing Rock a déposé une nouvelle plainte auprès de la cour de district demandant d'interdire de façon permanente l'exploitation du pipeline Dakota Access, alléguant que l'Army Corps contrevient à la loi en permettant le maintien de l'exploitation sans servitude valable ni plan d'intervention conforme pour l'installation. Dakota Access, LLC et 13 États sont intervenus dans cette cause en soutien au maintien de l'exploitation du pipeline Dakota Access. Le 28 mars 2025, la cour de district a rejeté la plainte. La tribu a déposé un avis d'appel le 27 mai 2025. Il est prévu que le processus d'appel s'échelonne sur six à 12 mois.

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.

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 conventions et estimations comptables cruciales présentées ci-après ont une incidence sur nos divers secteurs d'activité.

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.

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 quantitative de la dépréciation. 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 (y compris l'incidence des variations des taux d'actualisation et du multiple de la base tarifaire), des changements apportés aux cadres réglementaires, de l'accessibilité des capitaux, des tendances au chapitre des résultats d'exploitation (y compris les variations des flux de trésorerie prévus tirés des activités d'exploitation, des dépenses en immobilisations futures prévues et de la base tarifaire prévue) et des fluctuations de la conjoncture dans le 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 quantitative de la dépréciation 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 soit selon une méthode reposant sur les flux de trésorerie actualisés, soit selon une méthode combinant les flux de trésorerie actualisés et des multiples de capitalisation. La détermination de la juste valeur au moyen des flux de trésorerie actualisés nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses liées aux taux d'actualisation, au bénéfice d'exploitation projeté et aux dépenses en immobilisations prévues, ainsi qu'aux taux de croissance finaux pour les secteurs Oléoducs, Transport de 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 détermination de la juste valeur au moyen de multiples de capitalisation nécessite la formulation d'hypothèses relativement aux bénéfices prévisibles et aux multiples de capitalisation.

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 2025, nous avons réalisé notre évaluation annuelle de la dépréciation de l'écart d'acquisition, soit une évaluation qualitative pour les secteurs Oléoducs et Production d'énergie renouvelable, et nous n'avons décelé aucun indice de dépréciation. Nous avons également réalisé une évaluation quantitative pour nos secteurs Transport de gaz et Distribution et stockage de gaz, et nous n'avons comptabilisé aucune perte de valeur. Nous n'avons relevé aucun indice de dépréciation de l'écart d'acquisition durant le reste de 2025.

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 ou 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.

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, la commission de l'Ohio, la commission de la Caroline du Nord, la commission de l'Utah, la commission du Wyoming et la commission de l'Idaho. 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 les bénéfices 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 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.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024, dans les deux cas, nos actifs réglementaires s'élevaient à 7,6 G\$ et nos passifs réglementaires totalisaient 6,7 G\$.

AMORTISSEMENT

Les immobilisations corporelles, qui forment la plus grande partie de notre actif avec une valeur comptable nette de 131,6 G\$ et de 131,1 G\$ aux 31 décembre 2025 et 2024, 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 généralement 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 du secteur. Un certain nombre d'hypothèses sont inhérentes à l'estimation de la durée de 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.

La méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse est utilisée pour les réserves de gaz naturel mises en valeur et produites au coût du service par Wexpro pour Questar, un service public de gaz naturel affilié. De telles réserves sont des propriétés dont l'exploitation et le rendement sur le capital investi sont assujettis aux ententes conclues avec Wexpro. Selon la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse, Wexpro capitalise les coûts d'acquisition des droits locatifs, de forage de puits de mise en valeur, de forage de puits d'exploration fructueux et d'achat du matériel et des installations de soutien connexes. Les coûts des études géologiques et géophysiques sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. Les coûts capitalisés relativement à des puits de mise en valeur et à des droits locatifs sont amortis pour chaque champ selon la méthode des unités de production et selon les réserves estimées prouvées mises en valeur ou les réserves totales prouvées de gaz naturel et de pétrole brut.

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 2025, 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	281	7	90	2
Diminution du rendement prévu des actifs	—	25	—	10
Diminution du taux d'augmentation des salaires	(54)	(8)	(18)	(3)
ACR				
Diminution du taux d'actualisation	11	1	7	—
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 pourraient avoir une incidence importante sur nos résultats financiers et sur certains de nos filiales et placements, 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 service 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 3,0 % à 9,0 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (1,5 % à 9,0 % pour 2024). Le coût de la mise hors service d'immobilisations est ajouté à la valeur comptable de l'immobilisation connexe et amorti 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'Initiative de consultation relative aux questions foncières (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 recouvrés 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 et la trésorerie 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 (collectivement, le « risque de marché ») ont une incidence sur notre bénéfice, nos flux de trésorerie et les autres éléments de notre résultat global.

Les types de risque de marché auxquels nous sommes exposés et les instruments de gestion des risques pour les réduire sont résumés ci-après. Pour gérer les risques ci-dessous, 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 couvrons certains investissements nets pour les placements et les filiales libellés en dollars américains au moyen de titres de créance libellés en dollars américains.

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 avons pour politique de limiter nos titres de créance à taux variable à 30 % du solde total de la dette. Pour nous assurer que nous nous conformons à cette politique, nous surveillons et ajustons la composition de notre portefeuille de titres de créance à taux fixe et à taux variable, et nous utilisons conjointement des instruments dérivés. Nous avons mis en place un programme 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-fixe et de tunnels à prime zéro. Ces swaps ont un taux fixe moyen de 2,8 %.

Nous sommes exposés aux fluctuations de la juste valeur des titres de créance à taux fixe qui surviennent en raison des variations des taux d'intérêt du marché. Nous utilisons des swaps taux variable à payer-taux fixe à recevoir, au besoin, comme couverture contre les fluctuations futures de la juste valeur des titres de créance à taux fixe, ce qui limite l'incidence des fluctuations de la juste valeur. Les swaps de taux fixe-taux variable exécutés ont un taux moyen de 2,8 %.

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 fixe que nous émettons. Nous pouvons recourir à une combinaison de swaps sur taux d'intérêt différé admissibles et non admissibles 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 3,4 %.

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 de nos filiales chargées de la commercialisation de l'énergie. 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. Pour nos services publics gaziers aux États-Unis, les variations de la juste de valeur des dérivés sont reportées et comptabilisées à titre d'actif ou de passif réglementaire jusqu'au règlement. 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.

Gestion du risque de marché

Nous avons élaboré des politiques, des processus et des systèmes officiels de gestion des risques afin de 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 importants composant le risque de marché, 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 du risque 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 du risque de marché à un seuil de tolérance au risque acceptable préapprouvé. Les flux de trésorerie à risque sont notre mesure du risque 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 d'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 2025. 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 d'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 2025 et 2024, les flux de trésorerie à risque se chiffraient à 166 M\$ et à 113 M\$, ou 1,3 % et 0,9 % 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. 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 2025. 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 d'autres 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

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, d'exigences contractuelles et de conventions de compensation. Nous examinons également la solidité financière des contreparties à l'aide de services de notation de crédit externes et d'autres outils analytiques en vue de gérer le risque de crédit.

Nous avons 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 sur des actifs dérivés financiers 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

Au conseil d'administration et aux actionnaires 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 (la « société ») aux 31 décembre 2025 et 2024, 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 2025, 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 2025, 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 2025 et 2024 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 2025, 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 2025, 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.
Suncor Energy Centre, 111 5th Avenue South West, bureau 2900,
Calgary (Alberta) Canada T2P 5L3
Tél. : +1 403 509-7500, Téléc. : +1 403 781-1825, Téléc. courriel :
ca_calgary_main_fax@pwc.com

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 une opinion distincte sur celle-ci ni sur les comptes ou informations connexes.

Évaluation quantitative de la dépréciation de l'écart d'acquisition pour les unités d'exploitation Transport de gaz et Distribution et stockage de gaz

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 35 284 M\$ au 31 décembre 2025 et inclut des soldes de l'écart d'acquisition de 17 531 M\$ et de 8 721 M\$ liés respectivement aux unités d'exploitation Transport de gaz et Distribution et stockage de gaz. 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 quantitative de la dépréciation. La direction a réalisé une évaluation quantitative de la dépréciation de l'écart d'acquisition pour les unités d'exploitation Transport de gaz et Distribution et stockage de gaz. 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. 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 sa juste valeur. La juste valeur des unités d'exploitation est estimée soit au moyen d'une technique reposant sur les flux de trésorerie actualisés, soit en combinant des techniques reposant sur des multiples de capitalisation et sur les 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 au taux d'actualisation, au bénéfice d'exploitation projeté, aux dépenses en immobilisations futures prévues ainsi qu'aux taux de croissance finaux pour l'unité d'exploitation Transport de gaz, et à la base tarifaire réglementaire projetée et au multiple de la base tarifaire pour l'unité d'exploitation Distribution et stockage de gaz. La détermination de la juste valeur au moyen de multiples de capitalisation nécessite la formulation d'hypothèses relatives aux bénéfices prévisibles et aux multiples de capitalisation. À la suite de l'évaluation réalisée par la direction, aucune perte de valeur n'a été comptabilisée.

Les faits ayant permis de déterminer que la mise en œuvre des procédures liées à l'évaluation quantitative de la dépréciation de l'écart d'acquisition pour les unités d'exploitation Transport de gaz et Distribution et stockage de gaz constitue une question critique de l'audit sont essentiellement que la direction a posé des jugements importants pour élaborer les hypothèses relatives au taux d'actualisation, au bénéfice d'exploitation projeté et aux multiples de capitalisation pour estimer la juste valeur de l'unité d'exploitation Transport de gaz et les hypothèses relatives à la base tarifaire réglementaire projetée et au multiple de la base tarifaire pour estimer la juste valeur de l'unité d'exploitation Distribution et stockage de gaz au 1^{er} avril 2025. Ainsi, un niveau élevé de jugement, d'effort et de subjectivité a été nécessaire de la part de l'auditeur dans l'évaluation du caractère raisonnable des hypothèses utilisées dans le cadre de l'évaluation quantitative de la dépréciation de l'écart d'acquisition. De plus, les travaux d'audit ont nécessité le recours à des professionnels ayant des compétences et des connaissances spécialisées.

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. Ces procédures ont consisté notamment à tester 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 l'établissement de l'estimation de la juste valeur des unités d'exploitation Transport de gaz et Distribution et stockage de gaz. Ces procédures ont également consisté à tester le processus suivi par la direction pour établir les estimations de la juste valeur des unités d'exploitation Transport de gaz et Distribution et stockage de gaz. Tester le processus utilisé par la direction dans l'établissement des estimations de la juste valeur a consisté à évaluer le caractère approprié des modèles de flux de trésorerie actualisés et de multiples de capitalisation; à tester l'exhaustivité et l'exactitude des données sous-jacentes utilisées dans les modèles; de même qu'à évaluer le caractère raisonnable du bénéfice d'exploitation projeté et de la base tarifaire réglementaire projetée à la lumière de la performance actuelle et passée des unités d'exploitation de la société, des données externes propres au secteur d'activité 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 et de multiples de capitalisation utilisés par la direction ainsi que pour évaluer le caractère raisonnable du taux d'actualisation, des multiples de capitalisation et du multiple de la base tarifaire utilisés dans les modèles, selon le cas.

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

Comptables professionnels agréés

Calgary, Canada

Le 13 février 2026

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

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>			
Produits d'exploitation			
Ventes de marchandises	35 181	27 018	18 981
Ventes de services de distribution de gaz	9 769	6 802	5 442
Transport et autres services	20 244	19 653	19 226
Total des produits d'exploitation <i>(note 4)</i>	65 194	53 473	43 649
Charges d'exploitation			
Coûts des marchandises	34 358	26 556	18 526
Coûts liés à la distribution de gaz	3 678	2 484	2 840
Exploitation et administration	9 969	9 427	8 600
Amortissement	5 661	5 167	4 613
Perte de valeur d'actifs à long terme	570	190	419
Total des charges d'exploitation	54 236	43 824	34 998
Bénéfice d'exploitation	10 958	9 649	8 651
Quote-part du bénéfice des satellites <i>(note 13)</i>	2 224	2 304	1 816
Gain sur cession de participations dans des satellites <i>(note 13)</i>	—	1 091	—
Autres produits (charges) <i>(note 27)</i>	1 634	(1 326)	1 224
Charge d'intérêts <i>(note 17)</i>	(5 023)	(4 419)	(3 812)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	9 793	7 299	7 879
Charge d'impôts <i>(note 24)</i>	(2 004)	(1 668)	(1 821)
Bénéfice	7 789	5 631	6 058
(Bénéfice) perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et à une participation ne donnant pas le contrôle rachetable	(298)	(190)	133
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	7 491	5 441	6 191
Dividendes sur les actions privilégiées	(419)	(388)	(352)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	7 072	5 053	5 839
Résultat par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires <i>(note 6)</i>	3,23	2,34	2,84
Résultat dilué par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires <i>(note 6)</i>	3,22	2,34	2,84

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

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice	7 789	5 631	6 058
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts			
Variation des gains latents sur les couvertures de flux de trésorerie	28	73	220
Gain (perte) sur les couvertures d'investissement net <i>(note 23)</i>	419	(1 305)	409
Autres éléments du résultat global des satellites et autres participations	24	(10)	6
Éléments exclus des couvertures de juste valeur	14	9	12
Reclassement dans le résultat des pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	27	23	14
Reclassement dans le résultat des montants au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite (« ACR »)	(30)	(16)	(18)
Reclassement d'un gain actuariel au titre des prestations de retraite et des ACR depuis les actifs réglementaires	38	—	—
Gains (pertes) actuariels sur régimes de retraite et ACR	126	248	(130)
Écart de conversion	(3 134)	5 895	(1 728)
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts	(2 488)	4 917	(1 215)
Résultat global	5 301	10 548	4 843
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et à une participation ne donnant pas le contrôle rachetable	(244)	(295)	131
Résultat global attribuable aux participations donnant le contrôle	5 057	10 253	4 974
Dividendes sur les actions privilégiées	(419)	(388)	(352)
Résultat global attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	4 638	9 865	4 622

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	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>			
Actions privilégiées <i>(note 20)</i>			
Solde au début et à la fin de l'exercice	6 818	6 818	6 818
Actions ordinaires <i>(note 20)</i>			
Solde au début de l'exercice	71 738	69 180	64 760
Émission d'actions, déduction faite des frais d'émission et des impôts	—	2 489	4 485
Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	89	39	3
Actions émises à l'acquisition d'unités d'actions restreintes (« UAR »)	49	30	12
Rachats d'actions à leur valeur attribuée	—	—	(80)
Solde à la fin de l'exercice	71 876	71 738	69 180
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	275	268	275
Rémunération à base d'actions	113	98	71
Options sur actions exercées	(61)	(39)	(3)
UAR acquises	(85)	(52)	(20)
Acquisition de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	(28)
Autres	—	—	(27)
Solde à la fin de l'exercice	242	275	268
Déficit			
Solde au début de l'exercice	(20 046)	(17 115)	(15 486)
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	7 491	5 441	6 191
Dividendes sur les actions privilégiées	(419)	(388)	(352)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	(8 282)	(7 984)	(7 423)
Rachats d'actions à un montant supérieur à leur valeur attribuée	—	—	(45)
Ajustement de la valeur de rachat attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle rachetable <i>(note 19)</i>	(28)	—	—
Solde à la fin de l'exercice	(21 284)	(20 046)	(17 115)
Cumul des autres éléments du résultat global <i>(note 22)</i>			
Solde au début de l'exercice	7 115	2 303	3 520
Autres éléments du résultat global attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, déduction faite des impôts	(2 434)	4 812	(1 217)
Solde à la fin de l'exercice	4 681	7 115	2 303
Total des capitaux propres d'Enbridge Inc.	62 333	65 900	61 454
Participations ne donnant pas le contrôle <i>(note 19)</i>			
Solde au début de l'exercice	2 993	3 029	3 511
Bénéfice (perte) attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	270	190	(133)
Autres éléments du résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, déduction faite des impôts	—	—	—
Variation des gains latents sur les couvertures de flux de trésorerie	—	9	35
Écart de conversion	(54)	96	(33)
	(54)	105	2
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	216	295	(131)
Distributions	(360)	(333)	(363)
Apports	10	4	11
Acquisition de participations ne donnant pas le contrôle	—	(2)	2
Autres	(4)	—	(1)
Solde à la fin de l'exercice	2 855	2 993	3 029
Total des capitaux propres	65 188	68 893	64 483
Dividendes payés par action ordinaire	3,77	3,66	3,55

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	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Activités d'exploitation			
Bénéfice	7 789	5 631	6 058
Ajustements visant à rapprocher le résultat et les rentrées de trésorerie nettes liées aux activités d'exploitation :			
Amortissement	5 661	5 167	4 613
Charge d'impôts reportés (note 24)	1 025	719	1 420
(Gains) pertes latents liés à la variation de la juste valeur des dérivés, montant net	(1 334)	2 082	(1 180)
Quote-part du bénéfice des satellites (note 13)	(2 224)	(2 304)	(1 816)
Distributions sur les participations dans des satellites	2 066	2 121	1 998
Perte de valeur d'actifs à long terme	570	190	419
Gain sur cession de participations dans des satellites (note 13)	—	(1 091)	—
Autres	122	218	378
Variation de l'actif et du passif d'exploitation (note 28)	(1 405)	(133)	2 311
Rentrées de trésorerie nettes liées aux activités d'exploitation	12 270	12 600	14 201
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(8 973)	(6 711)	(4 654)
Placements à long terme, placements soumis à restrictions et autres placements	(2 322)	(3 416)	(1 276)
Distributions provenant des participations dans des satellites en excédent des bénéfices cumulatifs	681	785	1 151
Acquisition d'actifs incorporels	(192)	(219)	(222)
Acquisitions	—	(13 472)	(954)
Produit de la cession de participations dans des satellites	349	2 724	—
Variation des prêts à des sociétés affiliées, montant net	—	2	(27)
Autres	(46)	(56)	(61)
Sorties de trésorerie nettes liées aux activités d'investissement	(10 503)	(20 363)	(6 043)
Activités de financement			
Variation nette des emprunts à court terme	501	129	(1 596)
Variation nette des billets de trésorerie et des prélèvements sur les facilités de crédit	1 296	6 549	(8 157)
Émission de débentures et de billets à terme, déduction faite des frais d'émission	10 956	9 546	15 377
Remboursements sur les débentures et les billets à terme	(6 849)	(6 633)	(4 819)
Apports des participations ne donnant pas le contrôle	10	4	11
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	(360)	(333)	(363)
Produit du placement dans une filiale par une participation ne donnant pas le contrôle rachetable, déduction faite des coûts de transaction	712	—	—
Apports de la participation ne donnant pas le contrôle rachetable	6	—	—
Distributions à la participation ne donnant pas le contrôle rachetable	(17)	—	—
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission	28	2 485	4 450
Rachat d'actions ordinaires	—	—	(125)
Dividendes sur les actions privilégiées	(419)	(387)	(352)
Dividendes sur les actions ordinaires	(8 220)	(7 875)	(7 276)
Variation de prêts à des sociétés affiliées, montant net	41	99	71
Autres	(85)	(40)	(85)
Sorties (rentrées) de trésorerie nettes liées aux activités de financement	(2 400)	3 544	(2 864)
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions libellés en devises	(47)	234	(216)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	(680)	(3 985)	5 078
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions au début de la période¹	2 000	5 985	907
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de la période¹	1 320	2 000	5 985
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie			
Intérêts payés en trésorerie, déduction faite du montant capitalisé	4 924	4 134	3 380
Montants courus hors trésorerie au titre des immobilisations corporelles et des actifs incorporels	1 390	1 251	813

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

1 Au 31 décembre 2025, nous avons de la trésorerie à long terme soumise à restrictions d'un montant de 143 M\$ (105 M\$ en 2024 et néant en 2023) comprise au poste « Placements et trésorerie à long terme soumis à restrictions » aux états consolidés de la situation financière.

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens; nombre d'actions en millions)</i>		
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 094	1 803
Trésorerie soumise à restrictions	83	92
Comptes clients et produits non facturés	7 081	6 920
Autres actifs à court terme <i>(note 9)</i>	3 230	2 770
Montants à recevoir de sociétés affiliées	86	90
Stocks <i>(note 10)</i>	1 621	1 488
	13 195	13 163
Immobilisations corporelles, montant net <i>(note 11)</i>	131 598	131 104
Placements à long terme <i>(note 13)</i>	21 264	20 691
Placements et trésorerie à long terme soumis à restrictions	1 293	998
Montants reportés et autres actifs	11 149	11 034
Actifs incorporels, montant net <i>(note 14)</i>	3 991	4 587
Écart d'acquisition <i>(note 15)</i>	35 284	36 600
Impôts reportés <i>(note 24)</i>	701	796
Total de l'actif	218 475	218 973
Passif et capitaux propres		
Passif à court terme		
Emprunts à court terme <i>(note 17)</i>	1 030	529
Comptes fournisseurs et charges à payer	7 555	7 060
Autres passifs à court terme <i>(note 16)</i>	6 174	7 241
Montants à payer à des sociétés affiliées	38	22
Intérêts à payer	1 176	1 231
Partie à court terme de la dette à long terme <i>(note 17)</i>	5 031	7 729
	21 004	23 812
Dette à long terme <i>(note 17)</i>	98 963	93 414
Autres passifs à long terme	12 302	13 258
Impôts reportés <i>(note 24)</i>	20 282	19 596
	152 551	150 080
Engagements et éventualités <i>(note 30)</i>		
Participation ne donnant pas le contrôle rachetable <i>(note 19)</i>	736	—
Capitaux propres		
Capital-actions <i>(note 20)</i>		
Actions privilégiées	6 818	6 818
Actions ordinaires <i>(2 182 et 2 178 actions en circulation, respectivement, aux 31 décembre 2025 et 2024)</i>	71 876	71 738
Surplus d'apport	242	275
Déficit	(21 284)	(20 046)
Cumul des autres éléments du résultat global <i>(note 22)</i>	4 681	7 115
Total des capitaux propres d'Enbridge Inc.	62 333	65 900
Participations ne donnant pas le contrôle <i>(note 19)</i>	2 855	2 993
	65 188	68 893
Total du passif et des capitaux propres	218 475	218 973

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>118</u>
2. Principales conventions comptables	<u>119</u>
3. Modifications de conventions comptables	<u>132</u>
4. Produits	<u>133</u>
5. Informations sectorielles	<u>137</u>
6. Résultat par action ordinaire	<u>138</u>
7. Questions de nature réglementaire	<u>139</u>
8. Acquisitions et cession	<u>144</u>
9. Autres actifs à court terme	<u>153</u>
10. Stocks	<u>153</u>
11. Immobilisations corporelles	<u>153</u>
12. Entités à détenteurs de droits variables	<u>154</u>
13. Placements à long terme	<u>158</u>
14. Actifs incorporels	<u>160</u>
15. Écart d'acquisition	<u>161</u>
16. Autres passifs à court terme	<u>161</u>
17. Dette	<u>162</u>
18. Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	<u>166</u>
19. Participations ne donnant pas le contrôle	<u>166</u>
20. Capital-actions	<u>168</u>
21. Régimes d'options sur actions et d'unités d'actions	<u>171</u>
22. Composantes du cumul des autres éléments du résultat global	<u>174</u>
23. Gestion des risques et instruments financiers	<u>176</u>
24. Impôts sur les bénéfices	<u>189</u>
25. Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	<u>192</u>
26. Contrats de location	<u>201</u>
27. Autres produits (charges)	<u>203</u>
28. Variation de l'actif et du passif d'exploitation	<u>203</u>
29. Opérations entre apparentés	<u>204</u>
30. Engagements et éventualités	<u>204</u>
31. Garanties	<u>206</u>
32. Information financière trimestrielle (non audité)	<u>207</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 quatre secteurs d'activité suivants : Oléoducs, Transport de gaz, Distribution et stockage de gaz et Production d'énergie renouvelable. Ces secteurs isolables sont les unités fonctionnelles stratégiques que la haute direction a établies dans le but de nous permettre d'atteindre nos objectifs à long terme plus facilement, d'aider à la prise de décisions en matière d'affectation des ressources et d'évaluer le rendement de l'exploitation.

OLÉODUCS

Le secteur Oléoducs comprend l'exploitation de pipelines de transport, de stockage 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 réseaux de la côte du golfe et du milieu du continent ainsi que d'autres réseaux. Nos entreprises de commercialisation de pétrole brut au Canada et aux États-Unis sont également comprises dans ce secteur. Ces entreprises fournissent des services de commercialisation de l'énergie auprès des clients, 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.

TRANSPORT DE GAZ

Le secteur Transport de gaz regroupe nos participations dans des gazoducs et des installations de collecte, de traitement et de stockage de gaz naturel au Canada et aux États-Unis et comprend notamment nos entreprises de transport de gaz aux États-Unis et au Canada ainsi que d'autres actifs. Ce secteur comprend également certaines participations dans des installations de gaz naturel renouvelable (« GNR »). Le 2 juillet 2025, Stonlasec8 Indigenous Alliance Limited Partnership (le « regroupement de Premières Nations »), une entité représentant 38 Premières Nations en Colombie-Britannique, a investi dans notre réseau de gazoducs de Westcoast Energy Inc. (« Westcoast ») situé en Colombie-Britannique. Cet investissement confère au regroupement de Premières Nations une participation ne donnant pas le contrôle rachetable dans ces actifs (*note 8*).

DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

Le secteur Distribution et stockage de gaz se compose de nos services publics de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés au Canada et aux États-Unis, qui desservent des clients résidentiels, commerciaux et industriels en Ontario, au Québec, en Ohio, en Caroline du Nord, en Utah, au Wyoming et en Idaho. Ce secteur comprend également Wexpro Company (« Wexpro »), qui met en valeur et exploite les réserves de gaz naturel pour nos entreprises de distribution de gaz en Utah, au Wyoming et en Idaho.

PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Le secteur Production d'énergie renouvelable se compose essentiellement de participations dans des installations de production d'énergie éolienne et solaire ainsi qu'une participation dans des actifs d'énergie géothermique. 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.

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 notre filiale entièrement détenue qui est une société d'assurance captive. L'activité principale de notre société d'assurance captive 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, les placements non sectoriels et nos entreprises de commercialisation du gaz naturel et de l'électricité.

Le principal décideur opérationnel d'Enbridge est le président et chef de la direction. Le principal décideur opérationnel utilise le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA »), décomposé par secteur d'activité, pour évaluer le rendement sectoriel et établir les cibles principalement dans le cadre de l'établissement du budget et des prévisions annuels et à long terme. L'écart entre les montants prévus au budget et les montants réels de même que les variations du BAIIA sont pris en compte dans le processus de prise de décisions au sujet de la répartition des ressources parmi les secteurs d'activité et en vue de la réalisation de nos priorités stratégiques. Se reporter à la *note 5 – Information sectorielle* pour un rapprochement du BAIIA et du bénéfice avant impôts sur les bénéfices.

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 de l'environnement (*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 British Columbia (« BC ») Energy Regulator, la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO »), la Régie de l'énergie du Québec, la Public Utilities Commission of Ohio (la « commission de l'Ohio »), la North Carolina Utilities Commission (la « commission de la Caroline du Nord »), la Utah Public Service Commission (la « commission de l'Utah »), la Wyoming Public Service Commission (la « commission du Wyoming »), et l'Idaho Public Utilities Commission (la « commission de l'Idaho »). 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 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 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. Nous estimons que le recouvrement de nos actifs réglementaires au 31 décembre 2025 est probable au cours des périodes décrites à la *note 7 – Questions de nature réglementaire*.

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. Nous n'avons pas renouvelé les 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. 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 en 2023.

Nous recouvrons et conservons des fonds pour couvrir les coûts futurs liés à la cessation de l'exploitation de tous les pipelines assujettis à la réglementation de la Régie aux termes des dispositions réglementaires de l'Initiative de consultation relative aux questions foncières (l'« ICQF ») en vue de provisionner les futurs coûts de mise hors service de pipelines dans l'État du Minnesota et de respecter les obligations de mise hors service des immobilisations de Wexpro lorsqu'elles cesseront d'être exploitées. Les fonds prélevés sont détenus en fiducie conformément à la réglementation en vigueur. Les fonds prélevés auprès des clients sont comptabilisés au poste « Produits d'exploitation » aux états consolidés des résultats et au poste « Placements et trésorerie à long terme soumis à restrictions » aux états consolidés de la situation financière. Parallèlement, nous comptabilisons, aux fins de l'ICQF, 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, une partie 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.

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 généralement 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.

Certains de nos services publics gaziers aux États-Unis disposent d'un mécanisme de dissociation des produits, désigné comme « outil de suivi de l'utilisation par les clients » ou « tarif de conservation », qui permet de percevoir des produits mensuels autorisés pour chaque client et favorise la conservation de l'énergie. Dans le cadre de ce mécanisme, les produits ne provenant pas des activités gazières sont dissociés des produits tirés de l'utilisation faite par les clients ajustée en fonction de la température. L'écart entre les produits réels et les produits mensuels autorisés par client est comptabilisé à titre d'actif ou de passif réglementaire et recouvré auprès des clients ou remboursé à ceux-ci au moyen d'ajustements tarifaires périodiques.

Les montants reportés aux termes de l'outil de suivi de l'utilisation par les clients ou du tarif de conservation découlent d'ententes particulières conclues avec les organismes de réglementation plutôt qu'avec les clients qui constituent d'autres programmes de perception de produits. Les produits issus de ces programmes sont comptabilisés au poste « Produits d'exploitation » aux états consolidés des résultats au cours du mois du report des ajustements s'y rattachant et sont présentés à titre d'autres produits ne provenant pas de contrats avec des clients lorsqu'ils sont ventilés à la *note 4 - Produits*.

Nos entreprises de commercialisation du pétrole brut, du gaz naturel et de l'électricité concluent 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 2025, 2024 et 2023.

INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET COUVERTURE

Instruments dérivés non admissibles

Les instruments dérivés non admissibles sont principalement utilisés pour atténuer 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 et des taux d'intérêt. 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 pouvons recourir à des couvertures de flux de trésorerie pour gérer notre exposition aux variations des prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. 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 et aux activités de financement 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 ET TRÉSORERIE À LONG TERME SOUMIS À RESTRICTIONS

Les placements et la trésorerie à long terme qui sont soumis à des restrictions en matière de retrait ou d'utilisation, pour financer la cessation d'exploitation de pipelines aux termes de l'ICQF de la Régie, pour provisionner les futurs coûts de mise hors service de pipelines dans l'État du Minnesota et pour respecter les obligations de mise hors service des immobilisations de Wexpro lorsqu'elles cesseront d'être exploitées, sont présentés au poste « Placements et trésorerie à long terme soumis à restrictions » des états consolidés de la situation financière.

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.

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 partie des capitaux propres de ces entités que nous ne détenons pas est présentée à titre de participations ne donnant pas le contrôle à la section portant sur les capitaux propres des états consolidés de la situation financière et, en ce qui concerne la participation ne donnant pas le contrôle rachetable, à la section portant sur les capitaux propres mezzanine des états consolidés de la situation financière, entre les passifs à long terme et les capitaux propres.

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.

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 115 M\$ au 31 décembre 2025 et de 119 M\$ au 31 décembre 2024.

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 le gaz naturel détenu en stockage par nos secteurs Distribution et stockage de gaz et Transport de gaz, le pétrole brut et le gaz naturel détenus par nos entreprises de commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel ainsi que les stocks de matières et d'approvisionnement. Le gaz naturel détenu en stockage par notre secteur Distribution et stockage de gaz est inscrit aux prix approuvés par les organismes de réglementation dans le cadre de la détermination des tarifs de distribution. Le coût réel du gaz acheté peut différer du prix approuvé par les organismes de réglementation. 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 devant faire l'objet d'un recouvrement, selon les modalités approuvées par les organismes de réglementation.

Les stocks de marchandises détenus par nos entreprises de commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel sont comptabilisés au moindre du coût, déterminé selon la méthode du coût moyen pondéré, et de la valeur de marché. À leur sortie, les stocks de marchandises sont comptabilisés 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 l'actif dès sa 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 généralement pas pris en compte dans le résultat, mais ils sont comptabilisés à titre d'ajustement de l'amortissement cumulé.

La méthode comptable de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse est utilisée pour les réserves mises en valeur et produites par Wexpro pour le compte de filiales gazières, d'Enbridge Gas Utah, d'Enbridge Gas Wyoming et d'Enbridge Gas Idaho, selon une facturation fondée sur le coût du service. Les réserves facturées au coût du service sont les biens dont l'exploitation et le rendement de l'investissement sont assujettis aux ententes conclues avec Wexpro. Selon la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse, Wexpro capitalise le coût d'acquisition des droits du locataire, des puits de mise en valeur et des puits de prospection fructueux ainsi que les achats liés au matériel et aux installations de soutien. Les coûts des études géologiques et géophysiques sont passés en charge à mesure qu'ils sont engagés. Les coûts capitalisés relativement aux puits de mise en valeur et aux droits du locataire sont amortis pour chaque champ selon la méthode des unités de production et selon les réserves estimées prouvées mises en valeur ou les réserves totales prouvées de gaz naturel et de pétrole brut.

CONTRATS DE LOCATION

Nous comptabilisons une entente en tant que contrat de location lorsqu'un preneur 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. Au moment de l'établissement du contrat, nous examinons les faits et circonstances inhérents au contrat pour déterminer s'il doit être classé comme un contrat de location-exploitation ou un contrat de location-financement aux termes de la norme Topic 842 portant sur les contrats de location. L'évaluation initiale de ces deux types de contrats de location donne lieu à la comptabilisation d'actifs au titre de droits d'utilisation et des passifs au titre de contrats de location s'y rattachant aux états consolidés de la situation financière pour les contrats de location dont la durée est d'au moins 12 mois.

Pour les contrats de location-financement, le preneur amortit l'actif au titre des droits d'utilisation et comptabilise progressivement l'obligation locative s'y rattachant au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif. Quant aux contrats de location-exploitation, ils donnent lieu à la comptabilisation d'une charge unique comptabilisée selon la méthode linéaire. Tous 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.

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 passifs au titre de contrats de location 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 (*note 7*), de l'actif de régimes de retraite à prestations déterminées ou d'ACR surcapitalisés (*note 25*), des actifs au titre de droits d'utilisation relatifs aux contrats de location-exploitation (*note 26*) et des soldes bruts des dérivés à long terme (*note 23*).

ACTIFS INCORPORELS

Les actifs incorporels sont principalement constitués de certains coûts liés aux logiciels, de relations avec la clientèle et d'ententes relatives aux droits au biogaz. 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 ententes relatives aux droits au biogaz sont des ententes à long terme d'approvisionnement en gaz conclues avec les propriétaires des sites d'enfouissement qui fournissent nos installations de production de GNR à partir de sites d'enfouissement capitalisées au moment de leur 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.

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, Distribution et stockage de gaz et Production d'énergie renouvelable.

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 (y compris l'incidence des variations des taux d'actualisation et du multiple de la base tarifaire), des changements apportés aux cadres réglementaires, de l'accessibilité des capitaux, des tendances au chapitre des résultats d'exploitation (y compris les variations des flux de trésorerie prévus tirés des activités d'exploitation, des dépenses en immobilisations prévues et de la base de tarification prévue) et des fluctuations de la conjoncture dans le 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 soit selon une méthode reposant sur les flux de trésorerie actualisés, soit selon une méthode combinant les flux de trésorerie actualisés et des multiples de capitalisation. La détermination de la juste valeur au moyen des flux de trésorerie actualisés nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses liées aux taux d'actualisation, au bénéfice d'exploitation projeté et aux dépenses en immobilisations prévues, ainsi qu'aux taux de croissance finaux pour les secteurs Oléoducs, Transport de 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 détermination de la juste valeur au moyen de multiples de capitalisation nécessite la formulation d'hypothèses relativement aux bénéfices prévisibles et aux multiples de capitalisation.

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 2025, nous avons réalisé notre évaluation annuelle de la dépréciation de l'écart d'acquisition, soit une évaluation qualitative pour les secteurs Oléoducs et Production d'énergie renouvelable, et nous n'avons décelé aucun indice de dépréciation. Nous avons également réalisé une évaluation quantitative pour nos secteurs Transport de gaz et Distribution et stockage de gaz, et nous n'avons comptabilisé aucune perte de valeur. Nous n'avons relevé aucun indice de dépréciation de l'écart d'acquisition durant le reste de 2025.

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 qualitative ou quantitative 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, ou
- à titre de composante des postes « Montants reportés et autres actifs » et « Autres passifs à long terme », pour certains régimes de retraite à prestations déterminées et régimes d'ACR 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 pour la période 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 à mesure qu'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 non-dirigeants des UAR réglées en actions qui sont acquises à la fin d'une période de trois ans. Des UAR réglées en actions dont un tiers des droits devient acquis chaque année à compter de leur date d'attribution ou après une période de douze mois sont également attribuées à des employés non-dirigeants. 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

La convention comptable suivante est devenue importante pour Enbridge le 2 juillet 2025 :

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 partie des capitaux propres de ces entités que nous ne détenons pas est présentée à titre de participations ne donnant pas le contrôle à la section portant sur les capitaux propres des états consolidés de la situation financière et, en ce qui concerne la participation ne donnant pas le contrôle rachetable, à la section portant sur les capitaux propres mezzanine des états consolidés de la situation financière, entre les passifs à long terme et les capitaux propres.

Le détenteur de parts ne donnant pas le contrôle de catégorie A de Westcoast Energy Limited Partnership (« Westcoast LP ») a la possibilité, en tout temps à compter du 2 juillet 2035, d'exiger que les détenteurs de parts de catégorie B et C de Westcoast LP rachètent la totalité des parts de catégorie A contre trésorerie, à leur juste valeur à ce moment, sous réserve de certaines restrictions. En ce qui a trait à l'information trimestrielle, la valeur comptable des parts de catégorie A classées comme une participation ne donnant pas le contrôle rachetable est comptabilisée au plus élevé entre le montant résultant de l'application de l'Accounting Standards Codification (« ASC ») 810 *Consolidation* et la valeur de rachat actuelle estimée, les ajustements liés à l'évaluation de la valeur comptable de la participation ne donnant pas le contrôle rachetable étant comptabilisés dans les bénéfices non répartis (ajustement de la valeur de rachat). Les ajustements liés à l'évaluation de la participation ne donnant pas le contrôle rachetable comptabilisés dans les bénéfices non répartis ont une incidence sur notre bénéfice par action ordinaire (*note 6*). La valeur de rachat estimée actuelle est déterminée au moyen de l'approche fondée sur les bénéfices, les principales hypothèses étant les flux de trésorerie projetés et le taux d'actualisation en fonction des participants au marché.

ADOPTION DE NOUVELLES NORMES COMPTABLES

Informations relatives à l'impôt sur les bénéfices

En date du 1^{er} janvier 2025, nous avons adopté l'Accounting Standards Update (« ASU ») 2023-09 de façon rétrospective à compter du 1^{er} janvier 2023. Cette norme 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. Au moment de l'adoption de cette norme, nous avons modifié la présentation de la *note 24 - Impôts sur les bénéfices* de nos états financiers pour nous conformer à cette nouvelle norme.

FUTURES MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES

Ventilation des charges comptabilisées à l'état des résultats

L'ASU 2024-03 a été publiée en novembre 2024 dans le but d'améliorer la présentation de l'information financière en exigeant des entités qu'elles présentent des informations supplémentaires au sujet de catégories de charges précises dans les notes afférentes aux états financiers pour les périodes intermédiaires et annuelles. L'ASU exige des entités qu'elles présentent : 1) les montants a) des stocks achetés, b) de la rémunération des employés, c) de l'amortissement des immobilisations corporelles, d) de l'amortissement des actifs incorporels, e) de l'amortissement et de l'épuisement associés aux activités de production de pétrole et de gaz, f) des remboursements inclus dans les dépenses comptabilisées pertinentes, et g) des dépenses liées aux ventes; et 2) une description qualitative des montants résiduels des charges comptabilisées pertinentes qui ne sont pas ventilées séparément de façon quantitative. L'ASU 2024-03 entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2027, et les obligations d'information pour les périodes intermédiaires entreront en vigueur après le 1^{er} janvier 2028. Elle pourra être appliquée de façon prospective ou rétrospective. Les obligations d'information supplémentaires seront intégrées à nos états financiers consolidés annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2027 et à nos états financiers trimestriels à compter de 2028.

4. PRODUITS

PRODUITS TIRÉS DE CONTRATS CONCLUS AVEC DES CLIENTS

Principaux produits et services

Exercice clos le 31 décembre 2025	Oléoducs	Transport de gaz	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Produits tirés du transport	11 924	5 608	250	—	—	17 782
Produits tirés du stockage et autres produits	289	663	586	—	—	1 538
Produits tirés des ventes de services de distribution de gaz	—	—	9 610	—	—	9 610
Produits tirés de l'électricité	—	—	—	232	—	232
Ventes de marchandises	—	137	30	—	—	167
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	12 213	6 408	10 476	232	—	29 329
Ventes de marchandises	33 418	164	—	—	1 432	35 014
Autres produits ^{1, 2}	313	59	157	322	—	851
Produits intersectoriels	—	21	21	7	(49)	—
Total des produits	45 944	6 652	10 654	561	1 383	65 194

Exercice clos le 31 décembre 2024	Oléoducs	Transport de gaz	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Produits tirés du transport	11 958	5 279	237	—	—	17 474
Produits tirés du stockage et autres produits	255	573	493	—	—	1 321
Produits tirés des ventes de services de distribution de gaz	—	—	6 746	—	—	6 746
Produits tirés de l'électricité	—	—	—	189	—	189
Ventes de marchandises	—	158	—	—	—	158
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	12 213	6 010	7 476	189	—	25 888
Ventes de marchandises	25 689	99	—	—	1 072	26 860
Autres produits ^{1, 2}	281	70	55	319	—	725
Produits intersectoriels	—	20	11	6	(37)	—
Total des produits	38 183	6 199	7 542	514	1 035	53 473

Exercice clos le 31 décembre 2023	Oléoducs	Transport de gaz	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Produits tirés du transport	11 875	5 302	148	—	—	17 325
Produits tirés du stockage et autres produits	257	461	352	—	—	1 070
Produits tirés des ventes de services de distribution de gaz	—	—	5 426	—	—	5 426
Produits tirés de l'électricité	—	—	—	259	—	259
Ventes de marchandises	—	17	—	—	—	17
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	12 132	5 780	5 926	259	—	24 097
Ventes de marchandises	17 494	—	—	—	1 470	18 964
Autres produits ^{1, 2}	257	72	44	215	—	588
Produits intersectoriels	(1)	2	6	3	(10)	—
Total des produits	29 882	5 854	5 976	477	1 460	43 649

1 Comprend les gains et les pertes réalisés et latents attribuables à notre programme de couverture correspondant à des gains nets de 160 M\$ et de 23 M\$ et une perte nette de 97 M\$, respectivement, pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023.

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 de 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 2025	3 799	315	2 765
Solde au 31 décembre 2024	3 764	330	2 828

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 de recevoir 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 2025 inclus dans les passifs sous contrat au début de la période s'établissent à 455 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 2025, se sont établies à 481 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	- Transport, stockage, collecte, compression et traitement de gaz naturel - Transport de pétrole brut et de LGN - Vente de gaz naturel renouvelable et des attributs environnementaux s'y rattachant
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 2025, 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

Le tableau qui suit présente notre estimation des produits découlant d'obligations de prestation non remplies au titre de contrats qui n'ont pas encore été comptabilisés et qui devraient l'être au cours des périodes suivantes :

	Total	1 an	2 à 5 ans	Par la suite
<i>(en milliards de dollars canadiens)</i>				
Produits attendus	59,1	9,7	24,6	24,8

Les produits exclus des montants susmentionnés fondés sur les exemptions facultatives aux termes de l'ASC 606, comme il est expliqué ci-dessous, représentent une partie significative du total de nos produits et des produits tirés 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 tirés 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.

Le 4 mars 2024, la Régie a approuvé l'entente de tarification pour le réseau principal (l'« ETRP ») négociée. Les nouveaux droits ont été établis définitivement et sont entrés en vigueur à titre provisoire le 1^{er} juillet 2023, et l'entente globale est rétroactive au 1^{er} juillet 2021 et vient à échéance à la fin de 2028.

Comptabilisation et évaluation des produits

Exercice clos le 31 décembre 2025	Oléoducs	Transport de gaz	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	—	137	161	55	353
Produits tirés des produits et services transférés progressivement ¹	12 213	6 271	10 315	177	28 976
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	12 213	6 408	10 476	232	29 329

Exercice clos le 31 décembre 2024	Oléoducs	Transport de gaz	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	—	158	137	—	295
Produits tirés des produits et services transférés progressivement ¹	12 213	5 852	7 339	189	25 593
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	12 213	6 010	7 476	189	25 888

Exercice clos le 31 décembre 2023	Oléoducs	Transport de gaz	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	5 788	259	23 942
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	12 132	5 780	5 926	259	24 097

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 2025	Oléoducs	Transport de gaz	Distribution et stockage de gaz ¹	Production d'énergie renouvelable	Total pour les secteurs à présenter
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
Produits d'exploitation ²	45 944	6 652	10 654	561	63 811
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(33 038)	(68)	(3 709)	2	(36 813)
Exploitation et administration	(4 440)	(2 252)	(3 030)	(332)	(10 054)
Perte de valeur d'actifs à long terme	(240)	—	(330)	—	(570)
Quote-part du bénéfice des satellites	1 091	853	4	291	2 239
Autres produits	79	306	220	98	703
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	9 396	5 491	3 809	620	19 316
Élimination et divers					1 161
Amortissement					(5 661)
Charge d'intérêts <i>(note 17)</i>					(5 023)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices					9 793

Exercice clos le 31 décembre 2024	Oléoducs	Transport de gaz	Distribution et stockage de gaz ¹	Production d'énergie renouvelable	Total pour les secteurs à présenter
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
Produits d'exploitation ²	38 183	6 199	7 542	514	52 438
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(25 283)	(130)	(2 501)	4	(27 910)
Exploitation et administration	(4 495)	(2 322)	(2 276)	(304)	(9 397)
Perte de valeur d'actifs à long terme	(2)	(162)	(3)	(23)	(190)
Quote-part du bénéfice des satellites	1 051	812	3	455	2 321
Gain sur cession de participations dans des satellites <i>(note 13)</i>	—	1 063	—	28	1 091
Autres produits	77	196	104	59	436
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	9 531	5 656	2 869	733	18 789
Éliminations et divers					(1 904)
Amortissement					(5 167)
Charge d'intérêts <i>(note 17)</i>					(4 419)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices					7 299

Exercice clos le 31 décembre 2023	Oléoducs	Transport de gaz	Distribution et stockage de gaz ¹	Production d'énergie renouvelable	Total pour les secteurs à présenter
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
Produits d'exploitation ²	29 882	5 854	5 976	477	42 189
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(17 106)	(15)	(2 871)	(20)	(20 012)
Exploitation et administration	(4 659)	(2 380)	(1 285)	(261)	(8 585)
Perte de valeur d'actifs à long terme ³	145	—	(281)	(283)	(419)
Quote-part du bénéfice des satellites	1 007	688	2	140	1 837
Autres produits	114	117	51	96	378
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	9 383	4 264	1 592	149	15 388
Éliminations et divers					916
Amortissement					(4 613)
Charge d'intérêts <i>(note 17)</i>					(3 812)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices					7 879

¹ Se rapporte essentiellement aux entreprises de services publics réglementées.

² Se reporter à la note 4 – Produits pour un rapprochement des produits d'exploitation sectoriels et des états consolidés des résultats.

³ 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.

Dépenses en immobilisations¹

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
(en millions de dollars canadiens)			
Oléoducs	1 358	1 157	1 158
Transport de gaz	3 271	2 571	1 944
Distribution et stockage de gaz	3 351	2 386	1 451
Production d'énergie renouvelable	947	661	100
Éliminations et divers	174	59	55
	9 101	6 834	4 708

¹ Les dépenses en immobilisations se composent de la trésorerie et de la composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction.

Immobilisations corporelles

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024
(en millions de dollars canadiens)		
Oléoducs	51 689	53 863
Transport de gaz	35 421	34 683
Distribution et stockage de gaz	39 644	38 636
Production d'énergie renouvelable	4 439	3 612
Éliminations et divers	405	310
	131 598	131 104

RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE

Produits¹

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
(en millions de dollars canadiens)			
Canada	23 077	22 001	23 781
États-Unis	42 117	31 472	19 868
	65 194	53 473	43 649

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

Immobilisations corporelles¹

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024
(en millions de dollars canadiens)		
Canada	49 642	48 873
États-Unis	81 956	82 231
	131 598	131 104

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

6. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

NUMÉRATEUR

Le numérateur utilisé pour calculer le résultat de base par action et le résultat dilué par action correspond au bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires figurant aux états consolidés des résultats, diminué de l'ajustement lié à la valeur de rachat attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle rachetable figurant aux états consolidés des variations des capitaux propres.

DÉNOMINATEUR

Le dénominateur utilisé dans le calcul du résultat de base par action ordinaire correspond au nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation.

Le dénominateur utilisé dans le calcul du résultat dilué par action ordinaire repose sur la méthode du rachat d'actions afin de déterminer l'effet dilutif des options sur actions et des UAR réglées en actions. Cette méthode suppose que tout produit de l'exercice d'options sur actions et de l'acquisition d'UAR réglées en actions est utilisé pour racheter des actions ordinaires au cours moyen de la période. Le nombre moyen pondéré d'actions en circulation est ajusté pour tenir compte de cet effet dilutif afin de déterminer le nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation.

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	2025	2024	2023
<i>(nombre d'actions ordinaires en millions)</i>			
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation	2 180	2 155	2 056
Effet dilutif des options et des UAR	6	3	2
Nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation	2 186	2 158	2 058

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023, respectivement, 1,2 million, 14,6 millions et 19,3 millions d'options sur actions à effet antidilutif à des prix d'exercice moyens pondérés respectifs de 60,37 \$, de 54,37 \$ et de 54,42 \$ 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'ETRP, qui régit 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, a été approuvée par la Régie le 4 mars 2024. L'ETRP sera en vigueur pendant sept ans et demi, soit jusqu'à la fin de 2028, et 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 2,0 G\$ aux 31 décembre 2025 et 2024 pour compenser les impôts reportés, le recouvrement ultérieur étant permis en vertu d'une ordonnance de la Régie qui régit le traitement fiscal correspondant. De plus, nous prélevons et mettons de côté des montants pour couvrir les coûts des futures cessations d'exploitation pour tous nos pipelines réglementés en raison des dispositions réglementaires aux termes de l'ICQF (*note 23*). Les montants que nous prévoyons déboursier à l'égard de ces coûts futurs sont comptabilisés comme des passifs réglementaires à long terme. Aucun autre actif ou passif réglementaire important n'est comptabilisé aux termes de l'ETRP.

TRANSPORT DE GAZ

British Columbia Pipeline et Maritimes & Northeast Canada

Les réseaux British Columbia Pipeline (« BC Pipeline ») et Maritimes & Northeast Canada (« M&N Canada ») sont réglementés 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 2024-2025, lesquelles autorisent un rendement des capitaux propres (« RCP ») déterminé ainsi que le maintien et l'établissement de certains comptes de report et comptes d'écart. L'entente de règlement tarifaire de M&N Canada pour 2024-2025 a expiré à la fin de 2025. M&N Canada a conclu une nouvelle entente de règlement tarifaire avec ses expéditeurs pour la période d'effet comprise entre le 1^{er} janvier 2026 et le 31 décembre 2027. Le 15 décembre 2025, M&N Canada a déposé l'entente de règlement tarifaire pour 2026-2027 auprès de la Régie pour examen et approbation, laquelle n'a pas encore été accordée.

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 Ontario

Les tarifs de distribution d'Enbridge Gas Ontario, entrés en vigueur en 2024, ont été établis par la CEO selon un régime de réglementation incitative pour cinq ans. Ce régime prévoit l'établissement de tarifs de base pour 2024 en fonction du coût des services et, pour 2025 à 2028, l'établissement des tarifs de base au moyen d'une méthode de plafonnement des tarifs. Cette méthode établit de nouveaux tarifs chaque année fondés sur certains ajustements et certaines mises à jour du tarif de base annuel indexé sur l'inflation et diminué d'un facteur de productivité de 0,28 %. La méthode de plafonnement des tarifs 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 Ontario est tenue de partager en parts égales avec ses clients tout bénéfice supérieur à 100 points de base en sus du RCP autorisé et de partager 90 % de tout bénéfice supérieur à 300 points de base en sus du RCP autorisé.

Enbridge Gas Ohio

Enbridge Gas Ohio est réglementée par la commission de l'Ohio, et ses ventes de gaz naturel et de services de transport et de stockage de gaz naturel sont assujetties à la grille tarifaire approuvée par cet organisme de réglementation. Enbridge Gas Ohio utilise une structure tarifaire linéaire fixe-variable selon laquelle la majorité des coûts d'exploitation sont recouverts au moyen de frais mensuels, conformément au règlement du dossier tarifaire de 2008.

En octobre 2023, Enbridge Gas Ohio a déposé auprès de la commission de l'Ohio son premier dossier tarifaire de base depuis 2007, dans lequel elle propose une augmentation annuelle des produits au titre des tarifs de base entrant en vigueur en janvier 2025. L'augmentation des tarifs de base a été proposée pour récupérer l'important investissement dans l'infrastructure de distribution dont bénéficient les clients de l'Ohio, y compris un RCP de 10,40 %.

En juin 2025, la commission de l'Ohio a ordonné une diminution des produits annuels de 26,3 M\$ US, ce qui permet un RCP de 9,79 % et une augmentation de la part des capitaux propres la portant à 51,9 %. L'ordonnance stipule que des déductions totalisant 330 M\$ (240 M\$ US) ne sont plus permises, ce qui comprend des actifs réglementaires au titre des prestations de retraite de 280 M\$ (204 M\$ US) et d'autres déductions non permises de 50 M\$ (36 M\$ US). La perte de valeur de 330 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 est comptabilisée au poste « Perte de valeur d'actifs à long terme » aux états consolidés des résultats.

L'ordonnance a autorisé la poursuite du programme de remplacement de l'infrastructure pipelinière et du programme de dépenses en immobilisations jusqu'en 2028, compte tenu d'une augmentation annuelle de 3 % des dépenses en immobilisation au titre du programme de remplacement de l'infrastructure pipelinière. Le coût de détention des actifs mis en service est comptabilisé progressivement selon le coût de la dette à long terme approuvée dans le plus récent dossier tarifaire, jusqu'à son intégration aux tarifs dans le cadre des dossiers tarifaires déposés annuellement.

En juillet 2025, Enbridge Gas Ohio a déposé une demande de nouvelle audience concernant certains aspects de l'ordonnance. La commission de l'Ohio a corrigé des erreurs dans son ordonnance visant la demande de nouvelle audience, ce qui s'est traduit par une réduction de la diminution annuelle initiale ramenant ce montant à 14,3 M\$ US. Les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur le 1^{er} novembre 2025. Le 12 décembre 2025, Enbridge Gas Ohio a déposé un avis d'appel auprès de la Cour suprême de l'Ohio portant sur le traitement par la commission de l'Ohio des coûts liés à la caisse de retraite et à la rémunération incitative capitalisée.

En décembre 2025, Enbridge Gas Ohio a déposé un dossier tarifaire de base dans lequel elle propose une augmentation annuelle des produits de 163 M\$ US, sous réserve de mise à jour et d'ajustements, entrant en vigueur au début de 2027. L'augmentation des tarifs de base a été proposée afin de récupérer l'investissement d'Enbridge Gas Ohio dans l'infrastructure de distribution et les autres coûts de service, y compris les charges d'exploitation et les coûts du service de la dette.

Le programme de dépenses en immobilisations permet à Enbridge Gas Ohio de reporter la charge d'amortissement, l'impôt foncier et les coûts de détention au taux appliqué à la dette, soit 6,5 %, pour les investissements en capital non compris dans son programme de remplacement de l'infrastructure pipelinière. En septembre 2024, la commission de l'Ohio a approuvé les ajustements du taux de recouvrement des coûts du programme de remplacement de l'infrastructure pipelinière pour les coûts engagés en 2023. En mars 2025, Enbridge Gas Ohio a déposé une requête auprès de la commission de l'Ohio demandant l'ajustement du taux de recouvrement des coûts engagés en 2024. Bien que l'examen de cette requête soit toujours en cours, les tarifs de base révisés sont entrés en vigueur en novembre 2025 de façon intérimaire, et tout ajustement ultérieur sera pris en compte dans les futurs dossiers tarifaires annuels qui seront déposés. Enbridge Gas Ohio a également mis à jour le taux appliqué à la dette pour tenir compte du coût de possession de 3,16 %.

Le programme de remplacement de l'infrastructure pipelinière vise à remplacer 25 % du réseau pipelinier. En juin 2025, la commission de l'Ohio a prolongé le programme de remplacement de l'infrastructure pipelinière jusqu'en 2028.

Enbridge Gas Utah, Enbridge Gas Wyoming et Enbridge Gas Idaho

Enbridge Gas Utah, Enbridge Gas Wyoming et Enbridge Gas Idaho sont réglementées par la commission de l'Utah, la commission du Wyoming et la commission de l'Idaho. Aux fins de la surveillance des tarifs appliqués par Enbridge Gas Idaho dans une petite région du sud-est de l'Idaho, la commission de l'Idaho a conclu un contrat avec la commission de l'Utah. La commission de l'Utah et la commission du Wyoming permettent toutes deux le recouvrement des coûts du gaz au moyen d'un mécanisme d'équilibrage des comptes.

Enbridge Gas Utah, Enbridge Gas Wyoming et Enbridge Gas Idaho utilisent divers mécanismes pour gérer les coûts et favoriser l'efficacité, notamment :

- le recouvrement des coûts du gaz au moyen d'un mécanisme d'équilibrage des comptes selon lequel les tarifs sont ajustés périodiquement afin de refléter les variations des coûts du gaz naturel;
- un mécanisme d'intégration aux tarifs de base des dépenses en immobilisations associées au programme de remplacement de l'infrastructure de manière à obtenir un rendement sur ces montants;
- la dissociation des produits ne provenant pas des activités gazières aux termes du tarif de conservation afin de percevoir les produits autorisés pour chaque client et de favoriser la conservation de l'énergie;
- la promotion de la conservation du gaz naturel au moyen de publicités, de rabais et de programmes de gestion énergétique résidentiels dans le cadre du programme d'efficacité énergétique.

En mai 2025, Enbridge Gas Utah a déposé son premier dossier tarifaire depuis 2022 auprès de la commission de l'Utah dans lequel elle propose le recouvrement des coûts d'acheminement du gaz naturel jusqu'aux clients et des investissements dans l'infrastructure aux fins du rehaussement de la fiabilité des services et de l'accroissement de la clientèle.

En septembre 2025, Enbridge Gas Utah a déposé un règlement, et une ordonnance définitive approuvant une augmentation globale des produits de 61 M\$ US a été rendue le 24 décembre 2025 avec entrée en vigueur des nouveaux tarifs le 1^{er} janvier 2026.

Enbridge Gas North Carolina

Les tarifs d'Enbridge Gas North Carolina ainsi que d'autres aspects de ses activités sont réglementés par la commission de la Caroline du Nord. Les tarifs de base d'Enbridge Gas North Carolina sont établis essentiellement selon une méthode d'établissement des tarifs permettant de recouvrer la majeure partie des coûts d'exploitation au moyen de frais liés au volume. La commission de la Caroline du Nord a autorisé Enbridge Gas North Carolina à utiliser un système de suivi de l'utilisation pour recouvrer les coûts liés à l'intégrité des pipelines et aux exigences de sécurité qui ne sont pas compris dans les tarifs de base actuels.

Enbridge Gas North Carolina a recours à plusieurs mécanismes pour ajuster ses tarifs et recouvrer ses coûts. L'outil de suivi de l'utilisation par les clients permet d'ajuster les tarifs en fonction des changements dans les profils d'utilisation des clients. L'avenant D autorise le recouvrement de l'achat de gaz auprès des clients, et les tarifs sont ajustés périodiquement pour rendre compte des variations des prix sur le marché.

En avril 2025, Enbridge Gas North Carolina a déposé son premier dossier tarifaire depuis 2021 auprès de la commission de la Caroline du Nord dans lequel elle propose le recouvrement des coûts d'acheminement du gaz naturel jusqu'aux clients et des investissements dans l'infrastructure aux fins du rehaussement de la fiabilité des services et de l'accroissement de la clientèle.

En septembre 2025, une entente de règlement a été déposée qui tient compte d'une augmentation annuelle des produits de 33 M\$ US. La demande a été approuvée par la commission de la Caroline du Nord le 9 décembre 2025, et l'entrée en vigueur des tarifs mis à jour a été fixée au 1^{er} novembre 2025.

Le règlement comprend un avenant pour les grands projets, notamment pour l'installation de GNL du centre énergétique Moriah et le projet de fiabilité T-15, qui fait office de mécanisme autonome de recouvrement des coûts entre les dossiers tarifaires de base.

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	2025	2024	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	124	74	2026
Insuffisance de recouvrement de coûts de carburant	144	4	2026
Coûts des projets reportés ¹	96	90	2026
Autres actifs réglementaires à court terme	330	304	2026
Total des actifs réglementaires à court terme² (note 9)	694	472	
Actifs réglementaires à long terme			
Impôts reportés ³	4 847	4 698	Diverses
Coûts des projets reportés ¹	1 009	1 045	Diverses
Dettes à long terme ⁴	291	318	2032-2046
Récupération négative ⁵	208	136	Diverses
Coûts de gestion de la demande	185	237	Diverses
Montant à recevoir au titre des régimes de retraite ⁶	18	266	Diverses
Autres actifs réglementaires à long terme	347	447	Diverses
Total des actifs réglementaires à long terme²	6 905	7 147	
Total des actifs réglementaires	7 599	7 619	
Passifs réglementaires à court terme			
Écart du coût du gaz acheté	200	292	2026
Autres passifs réglementaires à court terme	333	324	2026
Total des passifs réglementaires à court terme⁸ (note 16)	533	616	
Passifs réglementaires à long terme			
Provisions pour frais futurs d'enlèvement et de restauration des lieux ⁹	3 029	2 964	Diverses
Passif réglementaire lié aux impôts des États-Unis ⁷	1 852	2 021	Diverses
Coûts futurs de cessation d'exploitation de pipelines (note 23)	949	826	Diverses
Montant à verser au titre des régimes de retraite ⁶	100	59	Diverses
Autres passifs réglementaires à long terme	283	242	Diverses
Total des passifs réglementaires à long terme⁸	6 213	6 112	
Total des passifs réglementaires	6 746	6 728	

1 Montants devant être recouverts auprès des clients de la zone de desserte de l'est de l'Ohio pour les projets figurant aux avenants, notamment le programme de dépenses en immobilisations, le programme de remplacement de l'infrastructure pipelinière et les coûts liés au programme de gestion de la sécurité des pipelines. Les périodes de recouvrement pour ces dépenses varient selon les stipulations de chaque avenant. Pour Enbridge Gas North Carolina, ces montants ont trait à la gestion de l'intégrité des pipelines. Ils correspondent aux coûts d'exploitation engagés pour se conformer aux exigences réglementaires fédérales visant les gazoducs et ont été reportés jusqu'à ce que le recouvrement au moyen des tarifs soit autorisé dans l'avenir.

2 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 ».

3 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. Ce solde correspond au montant après déduction des radiations d'impôts reportés réglementaires.

4 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.

5 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.

- 6 *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 *Passif réglementaire lié aux impôts des États-Unis découlant de l'adoption de la loi sur la réforme fiscale américaine le 22 décembre 2017. Ce solde sera remboursé aux clients conformément aux ententes de règlement tarifaire respectives approuvées par la FERC pour nos gazoducs aux États-Unis et par les commissions étatiques pertinentes pour chaque franchise de distribution de gaz aux États-Unis.*
- 8 *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 ».*
- 9 *Les provisions pour frais futurs d'enlèvement et de restauration des lieux sont constituées des montants prélevés auprès des clients, avec l'approbation des organismes de réglementation respectifs, 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.*

8. ACQUISITIONS ET CESSIION

REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES

Nous avons comptabilisé chacune des acquisitions dont il est question ci-après 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 Measurement*, les actifs acquis et les passifs pris en charge ont été comptabilisés à leur juste valeur estimative à la date d'acquisition.

La juste valeur des actifs et passifs réglementaires, qui sont assujettis à un processus d'établissement des tarifs et de recouvrement des coûts aux termes de l'ASC 980 *Regulated Operations*, est égale à leur valeur comptable au moment de l'acquisition. 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 comptabilisées au moment de l'acquisition.

Public Service Company of North Carolina, Incorporated

Le 30 septembre 2024, par l'intermédiaire d'une filiale américaine entièrement détenue, nous avons fait l'acquisition de tous les titres de participation de Fall North Carolina Holdco LLC, qui détient en totalité Public Service Company of North Carolina, Incorporated (« PSNC »), pour une contrepartie en trésorerie de 2,7 G\$ (2,0 G\$ US) (l'« acquisition de PSNC »). PSNC est un service public d'achat, de vente, de transport et de distribution de gaz naturel qui dessert des clients résidentiels, commerciaux et industriels en Caroline du Nord. PSNC exerce ses activités conformément aux tarifs approuvés par la commission de la Caroline du Nord. Depuis son acquisition, PSNC exerce ses activités sous le nom d'Enbridge Gas North Carolina.

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

30 septembre
2024¹

(en millions de dollars canadiens)

Juste valeur des actifs nets acquis :

Actifs à court terme a)	303
Immobilisations corporelles b)	4 147
Actifs à long terme c)	189
Passifs à court terme	277
Dette à long terme d)	1 529
Autres passifs à long terme e)	653
Passifs d'impôts reportés	365
Écart d'acquisition f)	895
Prix d'achat :	
Trésorerie	2 710

¹ Au quatrième trimestre de 2024, des ajustements non significatifs ont été apportés à la répartition du prix d'achat de l'acquisition de PSNC.

- a) Les actifs à court terme se composent essentiellement de la trésorerie, des comptes débiteurs et autres créances clients, des actifs réglementés et des stocks. La juste valeur des créances clients avoisine leur valeur comptable de 70 M\$ en raison de la courte période à courir jusqu'à l'échéance. Une provision de 2 M\$ a été comptabilisée pour les pertes de crédit attendues associées aux comptes débiteurs.
- b) Les immobilisations corporelles de PSNC se composent d'un réseau intégré d'actifs de transport, de distribution et de stockage de gaz naturel à tarifs réglementés. La juste valeur des actifs à tarifs réglementés a été établie du point de vue d'un participant au marché. En raison de la nature réglementée des actifs et du rendement fixe qu'ils génèrent, la juste valeur des immobilisations corporelles acquises est égale à leur valeur comptable.
- c) Les actifs à long terme se composent essentiellement d'actifs réglementés totalisant 114 M\$ qui devraient être recouvrés auprès des clients à même les tarifs des périodes futures ainsi que de participations dans une installation de stockage de gaz naturel liquéfié (« GNL ») en Caroline du Nord et dans un gazoduc inter-États.
- d) La juste valeur de la dette à long terme a été déterminée en fonction des taux d'intérêt sous-jacents actuellement offerts par le Trésor américain sur des instruments dont l'échéance est similaire et qui présentent un rendement et un risque de crédit comparables ainsi que d'un écart de taux implicite selon les conditions actuelles du marché. Nous avons comptabilisé un ajustement de juste valeur en vue de réduire la dette à long terme de 156 M\$ et aucun montant compensatoire réglementaire correspondant.
- e) Les autres passifs à long terme se composent essentiellement des montants liés aux passifs réglementaires devant être remboursés aux clients à même les tarifs des périodes futures.
- f) L'écart d'acquisition est surtout attribuable aux actifs existants assemblés et à la main-d'œuvre de PSNC qui ne peuvent être reproduits au même coût par un nouvel intervenant ainsi qu'à l'ampleur et à la diversité géographique accrues de notre entreprise de distribution de gaz naturel réglementée, ce qui offre une plateforme favorisant la croissance future et l'optimisation des actifs existants. Le solde de l'écart d'acquisition comptabilisé a été affecté à notre secteur Distribution et stockage de gaz et n'est pas déductible fiscalement.

À la clôture de l'acquisition de PSNC, nous avons inclus PSNC dans notre périmètre de consolidation. Pour la période allant du 30 septembre 2024 jusqu'au 31 décembre 2024, PSNC a généré des produits d'exploitation de 284 M\$ et un bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 50 M\$.

Notre information financière consolidée pro forma complémentaire pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023, y compris les résultats d'exploitation de PSNC comme si l'acquisition de PSNC avait eu lieu le 1^{er} janvier 2023, est présentée ci-après :

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>		
Produits d'exploitation	54 116	44 614
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ¹	5 149	5 944

¹ Comprend l'ajustement au titre de la charge d'intérêts sur le financement de la dette pro forma relativement à l'acquisition de PSNC de 48 M\$ (37 M\$ après impôts), pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Questar Gas Company

Le 31 mai 2024, par l'intermédiaire d'une filiale américaine entièrement détenue, nous avons fait l'acquisition de tous les titres de participation de Fall West Holdco LLC, qui détient en totalité Questar et Wexpro pour une contrepartie en trésorerie de 4,1 G\$ (3,0 G\$ US) (l'« acquisition de Questar »). Questar est un service public de transport, de distribution et de stockage de gaz naturel qui dessert des clients résidentiels, commerciaux et industriels en Utah, dans le sud-ouest du Wyoming et dans le sud-est de l'Idaho. La commission de l'Utah, la commission du Wyoming et la commission de l'Idaho ont accordé à Questar les autorisations réglementaires nécessaires pour desservir ces régions. Wexpro met en valeur des réserves de gaz naturel et en fait la production pour Questar selon une facturation basée sur le coût du service, et elle exerce ses activités dans le cadre d'ententes conclues avec l'État de l'Utah et l'État du Wyoming. Depuis l'acquisition, Questar exerce ses activités sous le nom d'Enbridge Gas Utah, d'Enbridge Gas Wyoming et d'Enbridge Gas Idaho, respectivement, dans chacun de ces États.

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

	31 mai 2024 ¹
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
Juste valeur des actifs nets acquis :	
Actifs à court terme a)	380
Immobilisations corporelles b)	6 013
Actifs à long terme c)	163
Passifs à court terme	416
Dette à long terme d)	1 343
Autres passifs à long terme e)	919
Passifs d'impôts reportés	527
Écart d'acquisition f)	793
Prix d'achat :	
Trésorerie	4 144

¹ Au quatrième trimestre de 2024, des ajustements non significatifs ont été apportés à la répartition du prix d'achat de l'acquisition de Questar.

- a) Les actifs à court terme se composent essentiellement de la trésorerie, des comptes débiteurs et autres créances clients et des stocks. La juste valeur des créances clients avoisine leur valeur comptable de 202 M\$ en raison de la courte période à courir jusqu'à l'échéance. Une provision de 9 M\$ a été comptabilisée pour les pertes de crédit attendues associées aux créances clients.

- b) Les immobilisations corporelles de Questar se composent d'un réseau intégré d'actifs de transport, de distribution et de stockage de gaz naturel à tarifs réglementés. Les immobilisations corporelles de Wexpro se composent d'actifs gaziers et pétroliers mis en valeur et produits pour Questar selon une facturation basée sur le coût du service. La juste valeur des actifs à tarifs réglementés a été établie du point de vue d'un participant au marché. En raison de la nature réglementée des actifs et du rendement fixe qu'ils génèrent, la juste valeur des immobilisations corporelles acquises est égale à leur valeur comptable.
- c) Les actifs à long terme se composent essentiellement des fonds versés à Wexpro par Questar qui sont détenus en fiducie pour financer les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans l'avenir ainsi que d'actifs réglementés devant être recouverts auprès des clients à même les tarifs des périodes futures.
- d) La juste valeur de la dette à long terme a été déterminée en fonction des taux d'intérêt sous-jacents actuellement offerts par le Trésor américain sur des instruments dont l'échéance est similaire et qui présentent un rendement et un risque de crédit comparables ainsi que d'un écart de taux implicite selon les conditions actuelles du marché. Nous avons comptabilisé un ajustement de juste valeur en vue de réduire la dette à long terme de 301 M\$ et aucun montant compensatoire réglementaire correspondant.
- e) Les autres passifs à long terme se composent essentiellement des passifs réglementaires, qui doivent être remboursés aux clients à même les tarifs des périodes futures, de même que des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. La juste valeur de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations a été déterminée au moyen de la méthode de l'actualisation des flux de trésorerie.
- f) L'écart d'acquisition est surtout attribuable aux actifs existants assemblés et à la main-d'œuvre de Questar et de Wexpro qui ne peuvent être reproduits au même coût par un nouvel intervenant ainsi qu'à l'ampleur et à la diversité géographique accrues de notre entreprise de distribution de gaz naturel réglementée, ce qui offre une plateforme favorisant la croissance future et l'optimisation des actifs existants. Le solde de l'écart d'acquisition comptabilisé a été affecté à notre secteur Distribution et stockage de gaz et n'est pas déductible fiscalement.

À la clôture de l'acquisition de Questar, nous avons inclus les actifs de Questar et de Wexpro dans notre périmètre de consolidation. Pour la période allant du 31 mai 2024 jusqu'au 31 décembre 2024, Questar et Wexpro ont généré des produits d'exploitation de 755 M\$ et un bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 75 M\$.

Notre information financière consolidée pro forma complémentaire pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023, y compris les résultats d'exploitation de Questar et de Wexpro comme si l'acquisition de Questar avait eu lieu le 1^{er} janvier 2023, est présentée ci-après :

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>		
Produits d'exploitation	54 698	45 918
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ¹	5 193	6 005

¹ Comprend l'ajustement au titre de la charge d'intérêts sur le financement de la dette pro forma relativement à l'acquisition de Questar de 70 M\$ (53 M\$ après impôts), pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

The East Ohio Gas Company

Le 6 mars 2024, par l'intermédiaire d'une filiale américaine entièrement détenue, nous avons acquis toutes les actions en circulation d'East Ohio Gas Company (« EOG ») pour une contrepartie en trésorerie de 5,8 G\$ (4,3 G\$ US) (l'« acquisition d'EOG »). EOG est un service public de transport, de distribution et de stockage de gaz naturel qui dessert des clients résidentiels, commerciaux et industriels en Ohio et qui est réglementé par la commission de l'Ohio. Depuis l'acquisition, EOG exerce ses activités sous le nom d'Enbridge Gas Ohio.

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

	6 mars 2024 ¹
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
Juste valeur des actifs nets acquis :	
Actifs à court terme a)	493
Immobilisations corporelles b)	7 276
Actifs à long terme c)	1 689
Passifs à court terme	551
Dette à long terme d)	2 612
Autres passifs à long terme e)	1 001
Passifs d'impôts reportés	1 045
Écart d'acquisition f)	1 603
Prix d'achat :	
Trésorerie	5 852

¹ Au quatrième trimestre de 2024, des ajustements non significatifs ont été apportés à la répartition du prix d'achat de l'acquisition d'EOG.

- a) Les actifs à court terme se composent essentiellement des comptes débiteurs et autres créances clients, des charges payées d'avance, des actifs réglementaires et des stocks. La juste valeur des créances clients avoisine leur valeur comptable de 379 M\$ en raison de la courte période à courir jusqu'à l'échéance. Une provision de 3 M\$ a été comptabilisée pour les pertes de crédit attendues associées aux créances clients.
- b) Les immobilisations corporelles d'EOG se composent d'un réseau intégré d'actifs de transport, de collecte, de distribution et de stockage de gaz naturel à tarifs réglementés. La juste valeur des actifs à tarifs réglementés a été établie du point de vue d'un participant au marché. En raison de la nature réglementée des actifs et du rendement fixe qu'ils génèrent, la juste valeur des immobilisations corporelles acquises est égale à leur valeur comptable.
- c) Les actifs à long terme se composent essentiellement de l'actif du régime de retraite surcapitalisé s'élevant à 367 M\$ ainsi que d'un montant de 1,2 G\$ lié aux actifs réglementés devant être recouvrés auprès des clients à même les tarifs des périodes futures.

L'actif du régime de retraite attribuable à la main-d'œuvre acquise d'EOG a été transféré en trésorerie à un régime de retraite offert par Enbridge, selon sa juste valeur au 6 mars 2024. La juste valeur de l'actif du régime a été établie en fonction des cours non ajustés s'appliquant à des placements identiques sur les marchés.

- d) La juste valeur de la dette à long terme a été déterminée en fonction des taux d'intérêt sous-jacents actuellement offerts par le Trésor américain sur des instruments dont l'échéance est similaire et qui présentent un rendement et un risque de crédit comparables ainsi que d'un écart de taux implicite selon les conditions actuelles du marché. Nous avons comptabilisé un ajustement de juste valeur en vue de réduire la dette à long terme de 478 M\$ et aucun montant compensatoire réglementaire correspondant.

- e) Les autres passifs à long terme se composent essentiellement des montants liés aux passifs réglementaires devant être remboursés aux clients à même les tarifs des périodes futures.
- f) L'écart d'acquisition est surtout attribuable aux actifs existants assemblés et à la main-d'œuvre d'EOG qui ne peuvent être reproduits au même coût par un nouvel intervenant ainsi qu'à l'ampleur et à la diversité géographique accrues de notre entreprise de distribution de gaz naturel réglementée, ce qui offre une plateforme favorisant la croissance future et l'optimisation des actifs existants. Le solde de l'écart d'acquisition comptabilisé a été affecté à notre secteur Distribution et stockage de gaz et n'est pas déductible fiscalement.

À la clôture de l'acquisition d'EOG, nous avons inclus EOG dans notre périmètre de consolidation. Pour la période allant du 6 mars 2024 jusqu'au 31 décembre 2024, EOG a généré des produits d'exploitation de 1,2 G\$ et un bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 190 M\$.

Notre information financière consolidée pro forma complémentaire pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023, y compris les résultats d'exploitation d'EOG comme si l'acquisition d'EOG avait eu lieu le 1^{er} janvier 2023, était présentée comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>		
Produits d'exploitation	53 788	45 058
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ¹	5 130	5 961

¹ Comprend l'ajustement au titre de la charge d'intérêts sur le financement de la dette pro forma relativement à l'acquisition d'EOG de 100 M\$ (77 M\$ après impôts), pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

L'acquisition de PSNC, l'acquisition de Questar et l'acquisition d'EOG (collectivement, les « Acquisitions ») permettent de diversifier davantage nos activités de distribution de gaz et sont complémentaires à celles-ci.

Acquisition des installations de GNR

Le 2 janvier 2024, par l'intermédiaire d'une filiale américaine entièrement détenue, nous avons acquis auprès de Morrow Renewables six installations de production de GNR à partir de sites d'enfouissement (« Tomorrow RNG ») situés au Texas et en Arkansas pour une contrepartie totalisant 1,3 G\$ (1,0 G\$ US), dont une tranche de 584 M\$ (439 M\$ US) a été payée à la clôture de la transaction, à laquelle s'ajoute une contrepartie différée d'une juste valeur de 757 M\$ (568 M\$ US) à payer dans un délai de deux ans (l'« acquisition des installations de GNR »). Les actifs acquis s'harmonisent avec notre stratégie à faibles émissions de carbone et la font progresser.

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

	2 janvier 2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
Juste valeur des actifs nets acquis :	
Actifs à court terme	31
Actifs incorporels a)	925
Immobilisations corporelles b)	174
Passifs à court terme	5
Écart d'acquisition c)	223
Prix d'achat :	
Trésorerie	584
Contrepartie différée d) :	
Tranche à court terme de la dette à long terme	550
Dette à long terme	207
Autres ajustements	7
	1 348

- a) Les actifs incorporels se composent d'ententes à long terme d'approvisionnement en gaz avec chaque propriétaire de site d'enfouissement. La juste valeur a été déterminée au moyen d'une approche fondée sur les bénéfices, plus particulièrement la méthode des bénéfices excédentaires multipériodes, en estimant la valeur actualisée après impôts des flux de trésorerie attribuables aux droits gaziers. Les actifs incorporels seront amortis selon la méthode linéaire sur la durée de chaque contrat, y compris les options de prolongation, qui vont de 13 à 42 ans (environ neuf années jusqu'à la prochaine période de prolongation selon une moyenne pondérée).
- b) Les immobilisations corporelles de Tomorrow RNG se composent d'usines de production de gaz naturel à partir de sites d'enfouissement spécialisées ainsi que de l'équipement nécessaire à la collecte du gaz produit par la décomposition des déchets, au traitement de ce gaz et à sa compression en vue de son acheminement par pipeline. La méthode fondée sur le coût de remplacement direct a été utilisée pour déterminer la plus grande partie de la juste valeur des immobilisations corporelles. Par la suite, des ajustements ont été appliqués pour tenir compte de la détérioration physique estimée.
- c) L'écart d'acquisition est surtout attribuable aux rendements futurs attendus d'un portefeuille d'actifs de GNR en exploitation et pouvant prendre de l'expansion, ce qui rehausse la diversité de nos projets d'énergie renouvelable et permet d'accélérer l'atteinte de nos objectifs de transition énergétique. Le solde de l'écart d'acquisition comptabilisé a été affecté à notre secteur Transport de gaz et est déductible fiscalement pendant 15 ans.
- d) Nous avons conclu six billets à ordre ne portant pas intérêt en faveur de Morrow Renewables dont la valeur totale représente la contrepartie différée de 808 M\$ (606 M\$ US) payable dans deux ans. Le premier versement a été effectué le 2 janvier 2025 et le second versement, le 31 décembre 2025. Le montant de 757 M\$ (568 M\$ US) comptabilisé dans le prix d'achat correspond à la juste valeur de la contrepartie différée à la date de l'acquisition calculée selon la méthode du taux d'intérêt implicite sur la durée des billets à ordre.

À la clôture de l'acquisition des installations de GNR, nous avons inclus les actifs de Tomorrow RNG dans notre périmètre de consolidation. Pour la période ouverte le 2 janvier 2024 et close le 31 décembre 2024, les produits d'exploitation et le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires tirés de Tomorrow RNG étaient non significatifs. 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 2024 et 2023, comme si l'acquisition des installations de GNR avait eu lieu le 1^{er} janvier 2023, était également non significative.

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\$ (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 GNL.

Le tableau suivant résume les justes valeurs estimatives 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 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 comprise entre le 1^{er} novembre 2023 et 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 l'exercice clos le 31 décembre 2023, comme si l'acquisition d'Aitken Creek avait eu lieu le 1^{er} janvier 2022, était également négligeable.

INVESTISSEMENT DANS UNE PARTICIPATION NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Westcoast Energy Limited Partnership

Le 1^{er} juillet 2025, Westcoast a procédé à une restructuration dans le cadre de laquelle la quasi-totalité des biens et actifs liés au réseau BC Pipeline ont été transférés à une nouvelle société en commandite, Westcoast LP. Le 2 juillet 2025, le regroupement de Premières Nations a investi un montant d'environ 736 M\$ pour souscrire la totalité des parts de catégorie A de Westcoast LP, ce qui lui a conféré une participation de 12,50 % dans cette société. La contrepartie en trésorerie de 736 M\$ et la participation ne donnant pas le contrôle rachetable s'y rattachant, qui est fonction de la contrepartie reçue diminuée des coûts de transaction, ont été comptabilisées aux états consolidés de la situation financière à la date de clôture, afin de rendre compte de la participation détenue par le regroupement de Premières Nations.

Nous continuons de gérer et d'exploiter le réseau BC Pipeline. Se reporter à la *note 12 – Entités à détenteurs de droits variables* et à la *note 19 – Participations ne donnant pas le contrôle*.

ACQUISITION D'ACTIFS

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 détient et exploite une installation de stockage de gaz naturel située sur la côte américaine du golfe 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 passifs au titre de contrats de location s'y rattachant 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.

9. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Déséquilibres des volumes de gaz	705	517
Actifs réglementaires (note 7)	694	472
Actifs dérivés (note 23)	591	557
Impôts à recevoir	346	375
Autres	894	849
	3 230	2 770

10. STOCKS

31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Gaz naturel	901	811
Pétrole brut	548	479
Autres	172	198
	1 621	1 488

11. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

31 décembre	Taux d'amortissement moyen pondéré	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Pipelines	2,8 %	72 233	73 633
Installations et matériel	3,2 %	44 101	43 439
Terrains et droits de passage ¹	2,9 %	4 330	4 181
Conduites principales, services liés au gaz et autres	3,0 %	27 927	26 925
Installations de stockage	2,5 %	6 673	6 455
Turbines éoliennes, panneaux solaires et autres	3,4 %	5 818	4 798
Autres	9,3 %	4 416	3 987
En construction	— %	7 240	5 648
Total des immobilisations corporelles ²		172 738	169 066
Total de l'amortissement cumulé ²		(41 140)	(37 962)
Immobilisations corporelles, montant net		131 598	131 104

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

² Au 31 décembre 2025, le coût et l'amortissement cumulé des actifs loués comptabilisés comme contrats de location-exploitation à titre de preneur étaient respectivement de 4,7 G\$ et de 2,1 G\$ (respectivement 4,7 G\$ et 2,0 G\$ au 31 décembre 2024).

La charge d'amortissement des exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023 s'est établie à 5,1 G\$, à 4,6 G\$ et à 4,0 G\$, respectivement.

12. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

WESTCOAST ENERGY LIMITED PARTNERSHIP

Westcoast LP est une société en commandite de la Colombie-Britannique qui détient et exploite notre réseau BC Pipeline et qui dessert des clients dans l'ouest du Canada et dans la région du nord-ouest des États-Unis, sur la côte du Pacifique. Les commanditaires, Westcoast et le regroupement de Premières Nations, détiennent respectivement 87,52 % et 12,47 % de Westcoast LP. La tranche restante de 0,01 % est détenue par le commandité, Westcoast Energy GP Inc., notre filiale entièrement détenue.

Westcoast LP est considérée comme une EDDV, puisque ses commanditaires ne détiennent pas de droits de participation substantiels ni de droits de limogeage réel. En plus de l'obligation d'absorber les pertes et du droit aux rendements prévus, nous avons, par l'intermédiaire de nos participations directes et de l'entente d'exploitation conclue entre Westcoast et Westcoast LP, le pouvoir de diriger les activités principales de Westcoast LP, ce qui fait de nous le principal bénéficiaire de cette EDDV. Westcoast LP est consolidée comme une EDDV d'Enbridge.

ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES ENTRANT DANS LE PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Nos 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 ne comprend que 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	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Actifs		
Actifs à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	681	448
Trésorerie soumise à restrictions	15	11
Comptes clients et produits non facturés	221	138
Autres actifs à court terme	31	5
Montants à recevoir de sociétés affiliées	50	13
Stocks	45	13
	1 043	628
Immobilisations corporelles, montant net	12 543	6 934
Placements à long terme	2	20
Placements et trésorerie à long terme soumis à restrictions	308	141
Montants reportés et autres actifs	171	145
Actifs incorporels, montant net	83	77
	14 150	7 945
Passifs		
Passifs à court terme		
Comptes fournisseurs et charges à payer	325	108
Autres passifs à court terme	144	124
Montants à payer à des sociétés affiliées	1	22
	470	254
Autres passifs à long terme	1 293	1 133
Impôts reportés	9	6
	1 772	1 393
	12 378	6 552

Le 2 juillet 2025, nous avons conclu avec Westcoast LP une convention de crédit aux termes de laquelle nous avons mis à sa disposition une facilité de crédit à terme non renouvelable d'une durée d'un an et d'un montant allant jusqu'à 100 M\$. Au 31 décembre 2025, aucun montant n'avait été prélevé sur cette facilité de crédit. Nous n'avons pas l'obligation de fournir, et n'avons pas fourni, un soutien financier supplémentaire aux autres EDDV dont les résultats sont consolidés.

ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES EXCLUES DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Nous détenons également des participations dans des 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 la performance économique de l'entité. Ces participations comprennent des placements dans des sociétés en commandite qui sont évaluées en tant qu'EDDV puisque les commanditaires ne détiennent pas de droits de participation substantiels ni de droit de limogeage réel. 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 2025 et 2024 sont présentées ci-après :

	Valeur comptable des participations dans une EDDV	Exposition maximale à des pertes
31 décembre 2025		
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Rampion Offshore Wind Limited ¹	365	408
Vector Pipeline ²	179	295
Woodfibre LNG Limited Partnership ³	2 081	4 490
Whistler Parent JV ⁴	949	1 001
Autres ³	187	1 364
	3 761	7 558
31 décembre 2024		
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Rampion Offshore Wind Limited ¹	387	490
Vector Pipeline ²	193	314
Woodfibre LNG Limited Partnership ³	1 275	3 153
Whistler Parent JV ⁴	1 102	1 425
Autres ³	168	501
	3 125	5 883

1 Aux 31 décembre 2025 et 2024, notre exposition maximale à des pertes comprenait 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 ainsi que la valeur comptable d'un dividende à recevoir d'une société affiliée de néant et de 73 M\$, respectivement.

2 Comprend Vector Pipeline Limited Partnership au Canada et Vector Pipeline L.P. aux États-Unis. Aux 31 décembre 2025 et 2024, notre exposition maximale à des pertes comprenait la valeur comptable de prêts consentis à des sociétés affiliées de 11 M\$ et de 16 M\$, respectivement, ainsi que la quote-part qui nous revient de la facilité de crédit disponible de l'EDDV de 105 M\$.

3 Notre exposition maximale à des pertes comprenait les garanties que nous avons consenties à titre de société mère et les obligations de financement en lien avec les projets pour lesquels nous serions responsables advenant un cas de défaillance mettant en cause l'EDDV visée.

4 Notre exposition maximale à des pertes comprend les obligations de financement à l'égard de contrats de projets pour lesquels nous serions responsables advenant un cas de défaillance mettant en cause l'EDDV visée.

En ce qui a trait à notre participation dans Woodfibre LNG Limited Partnership, nous fournissons certaines garanties relatives à la construction et à l'exploitation. Bien que certaines garanties ne comportent aucune limite contractuelle à l'égard des futurs paiements potentiels, notre exposition maximale au risque de perte estimative non actualisée en lien avec ces garanties au 31 décembre 2025 se chiffrait à environ 2,4 G\$ (1,9 G\$ en 2024). Les garanties relatives à la construction expirent à l'achèvement des activités de construction sous-jacentes. Les garanties relatives à l'exploitation devraient expirer sur une période allant de 17 à 42 ans. Certaines de ces garanties comprennent également des droits à indemnisation contractuels qui nous permettent de récupérer les montants versés au titre de ces garanties auprès d'autres participants au projet. Ces droits à indemnisation sont distincts et juridiquement indépendants de nos obligations de garantie.

Nous n'avons pas l'obligation de fournir, et n'avons pas fourni, un soutien financier supplémentaire aux EDDV non consolidées au cours des exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024. Pour plus de détails sur les accords de garantie conclus avec nos EDDV, se reporter à la *note 31 – Garanties*.

13. PLACEMENTS À LONG TERME

31 décembre	Participation	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
PARTICIPATIONS DANS DES SATELLITES			
Oléoducs			
Cactus II Pipeline LLC	30,0 %	594	651
DCP Midstream, LLC (parts de catégorie B) ¹	90,0 %	1 437	1 554
Illinois Extension Pipeline Company, L.L.C.	65,0 %	566	608
MarEn Bakken Company LLC ²	75,0 %	2 090	2 296
Seaway Crude Holdings LLC	50,0 %	2 630	2 820
Autres	30,0 % - 62,5 %	173	96
Transport de gaz			
DCP Midstream, LLC (parts de catégorie A) ³	23,4 %	736	480
Delaware Basin Residue, LLC ⁴	15,0 %	320	319
Gulfstream Natural Gas System, L.L.C.	50,0 %	1 240	1 316
Pipeline Matterhorn Express ⁵	10,0 %	454	—
NEXUS Gas Transmission, LLC	50,0 %	1 223	1 301
Sabal Trail Transmission, LLC	50,0 %	1 456	1 565
Southeast Supply Header, LLC	50,0 %	348	355
Steckman Ridge, LP	50,0 %	104	101
Vector Pipeline	60,0 %	179	193
Whistler Parent JV ⁶	19,0 %	949	1 102
Woodfibre LNG Limited Partnership	30,0 %	2 081	1 275
Projets extracôtiers, diverses coentreprises	22,0 % - 74,3 %	294	260
Autres	21,3 % - 24,8 %	18	49
Distribution et stockage de gaz			
Autres	17,0 % - 50,0 %	66	67
Production d'énergie renouvelable			
East-West Tie Limited Partnership ⁷	24,1 %	—	106
ElH S.à r.l. ⁸	51,0 %	156	89
Fox Squirrel Solar LLC	50,0 %	723	783
Parcs éoliens extracôtiers Hohe See et Albatros	49,9 %	1 641	1 606
Rampion Offshore Wind Limited	24,9 %	365	387
Autres	16,4 % - 50,0 %	87	93
AUTRES PLACEMENTS À LONG TERME			
Transport de gaz		139	139
Distribution et stockage de gaz		25	27
Production d'énergie renouvelable		21	21
Éliminations et divers ⁹		1 149	1 032
		21 264	20 691

1 Nous détenons 90,0 % des parts de catégorie B de DCP Midstream, LLC. Cette catégorie de parts comprend la participation de 65,0 % de DCP Midstream, LLC dans Gray Oak Pipeline, LLC (« Gray Oak »), ce qui nous confère une participation de 58,5 % dans Gray Oak par le biais de notre participation dans DCP Midstream, LLC. Nous avons également acquis une participation directe supplémentaire de 10,0 % dans Gray Oak, ce qui porte notre participation effective dans Gray Oak à 68,5 %.

2 Nous détenons 75,0 % de MarEn Bakken Company LLC, qui détient une participation de 49,0 % dans Bakken Pipeline Investments LLC. Bakken Pipeline Investments LLC détient une participation de 75,0 % dans le réseau pipelinier Bakken, ce qui nous confère une participation effective de 27,6 % dans le réseau pipelinier Bakken. Nous fournissons une garantie de financement à l'égard de certaines obligations relatives au service de la dette. Notre exposition maximale au risque de perte non actualisée en lien avec cette garantie au 31 décembre 2025 se chiffrait à environ 320 M\$ (337 M\$ en 2024). La garantie expire en 2029.

3 Nous détenons 23,4 % des parts de catégorie A de DCP Midstream, LLC. Ces parts comprennent la participation de 56,5 % de DCP Midstream, LLC dans DCP Midstream, LP (« DCP »), ce qui nous confère une participation effective de 13,2 % dans DCP.

4 Le 31 octobre 2024, nous avons acquis une participation effective de 15,0 % dans Delaware Basin Residue, LLC pour une contrepartie en trésorerie de 303 M\$ (220 M\$ US).

5 Le 16 juin 2025, nous avons acquis une participation de propriétaire non exploitant de 10 % dans le gazoduc Matterhorn Express pour la somme de 413 M\$ (302 M\$ US).

- 6 Le 29 mai 2024, nous avons formé une coentreprise avec WhiteWater/I Squared Capital et MPLX LP. Nous détenons une participation de 19,0 % dans cette coentreprise, qui détient une participation de 100 % dans le projet de pipeline Rio Bravo.
- 7 Le 4 mars 2025, nous avons conclu la vente de notre participation de 24,1 % dans East-West Tie Limited Partnership pour un produit de 130 M\$.
- 8 EIH S.à r.l. 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 Courseulles (Calvados) (21,7 %).
- 9 Consiste en des placements dans des titres de créance détenus par une filiale entièrement détenue qui est une société d'assurance captive. 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 2025, cet écart se chiffrait à 3,9 G\$ (3,7 G\$ en 2024), dont une tranche de 1,8 G\$ (1,7 G\$ en 2024) était amortissable.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023, les distributions reçues des participations dans des satellites se sont respectivement établies à 2,7 G\$, à 2,9 G\$ et à 3,1 G\$. Ces distributions sont comptabilisées dans les activités d'exploitation et les activités d'investissement aux états consolidés des flux de trésorerie.

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	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Produits d'exploitation	23 721	20 657	22 586
Charges d'exploitation	16 860	14 692	17 111
Bénéfice	6 346	5 177	4 818
Bénéfice attribuable à Enbridge	2 224	2 304	1 816

31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Actif à court terme	8 503	8 611
Actif à long terme	72 855	69 381
Passif à court terme	5 049	7 240
Passif à long terme	30 800	27 491
Participations ne donnant pas le contrôle	5 564	4 979

CESSION

Cession de nos participations dans le pipeline Alliance et dans Aux Sable

Le 1^{er} avril 2024, nous avons conclu la vente de notre participation de 50,0 % dans le pipeline Alliance, de notre participation dans Aux Sable et de notre participation dans NRGreen Power Limited Partnership (« NRGreen ») à Pembina Pipeline Corporation en contrepartie de 3,1 G\$, y compris une dette sans recours de 327 M\$. Un gain sur cession de 1,1 G\$ avant impôts, après déduction d'un montant de 1,0 G\$ lié à l'écart d'acquisition de notre secteur Transport de gaz affecté au groupe d'actifs sortis, a été comptabilisé au poste « Gain sur cession de participations dans des satellites » aux états consolidés des résultats pour l'exercice clos le 31 décembre 2024. Nos participations dans le pipeline Alliance et dans Aux Sable étaient auparavant comptabilisées dans le secteur Transport de gaz. Notre participation dans NRGreen était auparavant comptabilisée dans le secteur Production d'énergie renouvelable.

AUTRES TRANSACTIONS TOUCHANT NOS SATELLITES

Coentreprise avec WhiteWater/I Squared et MPLX

Le 29 mai 2024, nous avons formé une coentreprise (« Whistler Parent JV ») avec WhiteWater/I Squared Capital (« WhiteWater/I Squared ») et MPLX LP (« MPLX ») dont l'objectif sera d'aménager, de construire, de détenir et d'exploiter un gazoduc et des actifs de stockage de gaz naturel permettant d'accéder aux stocks de gaz naturel du bassin permien en vue de répondre à la demande croissante de GNL ainsi qu'à d'autres demandes en provenance de la côte américaine du golfe. La coentreprise Whistler Parent JV est détenue par WhiteWater/I Squared (50,6 %), MPLX (30,4 %) et Enbridge (19,0 %) et est comptabilisée comme un satellite.

Dans le cadre de la création de la coentreprise Whistler Parent JV, nous avons versé un apport correspondant à la totalité de notre participation dans le projet de pipeline Rio Bravo ainsi qu'un montant de 487 M\$ (357 M\$ US) en trésorerie à la coentreprise Whistler Parent JV. Outre notre participation de 19,0 % dans la coentreprise Whistler Parent JV, nous avons reçu une participation spéciale dans Whistler Parent JV nous conférant une participation économique de 25,0 % dans le projet de pipeline Rio Bravo. Cette participation est assujettie à certains droits de rachat détenus par la coentreprise Whistler Parent JV, lesquels ont été exercés le 17 juillet 2025 pour un produit net de 180 M\$ (130 M\$ US). Après la clôture, le 29 mai 2024, nous avons comptabilisé notre part des dépenses en immobilisations postérieures à la clôture obligatoires, soit un montant d'environ 150 M\$ US, pour le projet de pipeline Rio Bravo.

Le versement de notre apport au projet de pipeline Rio Bravo à la coentreprise Whistler Parent JV en échange de la participation susmentionnée représente une transaction hors trésorerie comptabilisée dans les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement et n'a pas d'incidence sur nos états consolidés des flux de trésorerie. Cette composante de la transaction a donné lieu à une réduction de 321 M\$ (235 M\$ US) du montant net des immobilisations corporelles et à une augmentation correspondante des placements à long terme aux états consolidés de la situation financière. La tranche en trésorerie au titre de la transaction ainsi que les paiements en trésorerie subséquents liés aux dépenses en immobilisations postérieures à la clôture obligatoires ont été comptabilisés à titre d'apports dans les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement.

14. ACTIFS INCORPORELS

31 décembre 2025	Taux d'amortissement moyen pondéré	Coût	Amortis- sement cumulé	Montant net
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Logiciels	10,3 %	1 980	(1 244)	736
Conventions d'achat d'électricité	4,5 %	58	(29)	29
Contrat de projet ¹	4,0 %	164	(56)	108
Relations avec la clientèle	8,6 %	2 730	(1 168)	1 562
Ententes de droits au biogaz ²	3,3 %	952	(64)	888
Autres actifs incorporels	6,2 %	674	(277)	397
En cours d'élaboration	— %	271	—	271
		6 829	(2 838)	3 991

31 décembre 2024	Taux d'amortissement moyen pondéré	Coût	Amortis- sement cumulé	Montant net
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Logiciels	10,9 %	2 109	(1 222)	887
Conventions d'achat d'électricité	4,5 %	58	(26)	32
Contrat de projet ¹	4,0 %	173	(52)	121
Relations avec la clientèle	8,6 %	2 856	(975)	1 881
Ententes de droits au biogaz ²	3,4 %	999	(34)	965
Autres actifs incorporels	5,8 %	665	(234)	431
En cours d'élaboration	— %	270	—	270
		7 130	(2 543)	4 587

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

² Les ententes de droits au biogaz sont amorties selon la méthode linéaire sur la durée de chaque contrat, y compris les options de prolongation, qui vont de 12 à 41 ans (environ sept années jusqu'à la prochaine période de prolongation selon une moyenne pondérée).

La charge d'amortissement des actifs incorporels a respectivement totalisé 534 M\$, 530 M\$ et 535 M\$ pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023. Notre charge d'amortissement prévue au titre des actifs incorporels existants, pour les exercices 2026 à 2030, s'élève à 520 M\$.

15. ÉCART D'ACQUISITION

	Oléoducs	Transport de gaz	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
Solde au 1 ^{er} janvier 2024	8 344	17 727	5 397	380	31 848
Cessions ³	—	(1 026)	—	—	(1 026)
Écart de conversion et autres éléments	672	1 354	204	34	2 264
Acquisition ⁴	—	223	3 291	—	3 514
Solde au 31 décembre 2024 ^{1, 2}	9 016	18 278	8 892	414	36 600
Écart de conversion et autres éléments	(379)	(747)	(171)	(19)	(1 316)
Solde au 31 décembre 2025 ^{1, 2}	8 637	17 531	8 721	395	35 284

1 Le coût brut de l'écart d'acquisition aux 31 décembre 2025 et 2024 s'établissait à 39,4 G\$ et à 40,7 G\$, respectivement.

2 Le cumul des pertes de valeur aux 31 décembre 2025 et 2024 s'établissait à 4,1 G\$.

3 En 2024, nous avons décomptabilisé un montant de 1,0 G\$ au titre de l'écart d'acquisition en lien avec la vente de nos participations dans le pipeline Alliance et dans Aux Sable. Se reporter à la note 13 – Placements à long terme.

4 En 2024, nous avons comptabilisé, au titre de l'écart d'acquisition, un montant de 895 M\$ lié à l'acquisition de PSNC, un montant de 793 M\$ lié à l'acquisition de Questar, un montant de 1,6 G\$ lié à l'acquisition d'EOG et un montant de 223 M\$ lié à l'acquisition des installations de GNR. Se reporter à la note 8 – Acquisitions et cession.

16. AUTRES PASSIFS À COURT TERME

31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Dividendes à payer	2 150	2 088
Produits différés	1 214	1 072
Impôts exigibles	901	959
Passifs dérivés (note 23)	712	1 335
Passifs réglementaires (note 7)	533	616
Billet à payer à une société affiliée (note 29)	228	172
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 18)	113	120
Passif au titre du programme fédéral de tarification du carbone	—	498
Autres	323	381
	6 174	7 241

17. DETTE

31 décembre	Taux d'intérêt moyen pondéré ⁸	Échéance	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc.				
Billets de premier rang en dollars US	5,0 %	2026 - 2054	22 550	19 703
Billets à moyen terme	4,6 %	2026 - 2064	11 719	9 900
Obligations liées à la durabilité	4,7 %	2032 - 2033	6 924	7 146
Billets à terme subordonnés à taux fixe-fixe ¹	7,2 %	2054 - 2084	10 015	9 372
Billets à terme subordonnés à taux fixe-variable ²	5,8 %	2077 - 2078	5 964	6 139
Billets à taux variable ³		2028	400	-
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	3,0 %	2027 - 2049	6 488	5 843
Autres ⁴			24	12
Enbridge (U.S.) Inc.				
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	4,1 %	2027 - 2030	4 636	4 707
Autres ⁴			528	276
Enbridge Energy Partners, L.P.				
Billets de premier rang	6,7 %	2026 - 2045	2 673	3 524
Enbridge Gas Inc.				
Billets à moyen terme	4,2 %	2026 - 2055	10 150	9 970
Débtures		2025	—	125
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	2,4 %	2027	1 030	530
Autres ⁴			—	1
Enbridge Pipelines (Southern Lights) LLC				
Billets de premier rang	4,0 %	2040	618	736
Pipelines Enbridge Inc.				
Billets à moyen terme	4,3 %	2026 - 2053	4 725	5 425
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	2,7 %	2027	1 024	509
Autres ⁴			—	2
Enbridge Southern Lights LP				
Billets de premier rang	4,0 %	2040	168	183
Spectra Energy Capital, LLC				
Billets de premier rang	7,1 %	2032 - 2038	237	248
Algonquin Gas Transmission, LLC				
Billets de premier rang	4,4 %	2029 - 2034	1 165	1 222
East Tennessee Natural Gas, LLC				
Billets de premier rang	5,7 %	2034	631	662
Texas Eastern Transmission, LP				
Billets de premier rang	4,7 %	2028 - 2048	3 496	3 667
Spectra Energy Partners, LP				
Billets de premier rang	4,4 %	2026 - 2045	2 330	3 164
Blauracke GmbH				
Billets de premier rang	2,1 %	2032	446	471
The East Ohio Gas Company				
Billets de premier rang	4,3 %	2030 - 2056	3 701	3 308
Autres ⁴			23	24
Questar Gas Company				
Billets de premier rang	4,2 %	2027 - 2052	1 933	2 028
Public Service Co. of North Carolina				
Billets de premier rang	4,8 %	2026	1 576	1 654
Débtures	7,2 %	2028 - 2054	137	144
Enbridge Holdings (Tomorrow RNG), LLC				
Billets de premier rang			—	817
Westcoast Energy Inc.				
Billets à moyen terme	6,2 %	2027 - 2041	550	875
Débtures	7,3 %	2026	125	275
Autres ⁴			2	-
Ajustement de juste valeur			(430)	(468)
Autres ⁵			(534)	(522)
Total de la dette ⁶			105 024	101 672
Partie à court terme			(5 031)	(7 729)
Emprunts à court terme ⁷			(1 030)	(529)
Dettes à long terme			98 963	93 414

1 Pour les cinq premières années et un quart, les cinq premières années et demie, les neuf premières années et trois quarts ou les 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 converti en taux variable. Les billets seraient automatiquement convertis en actions privilégiées de conversion en cas de faillite et d'événements connexes.
- 3 Les billets portent intérêt à un taux égal au taux des opérations de pension à un jour du Canada majoré de 85 points de base.
- 4 Principalement des obligations découlant de contrats de location-financement.
- 5 Essentiellement des escomptes, des primes et des frais d'émission de titres de créance non amortis.
- 6 2025 – 43 G\$, 45 G\$ US, et 277 M€; 2024 – 40 G\$, 43 G\$ US et 316 M€. Le total ne tient pas compte des obligations découlant de contrats de location-financement, des escomptes, primes et frais d'émission de titres de créance non amortis ni de l'ajustement de juste valeur.
- 7 Le taux d'intérêt moyen pondéré sur les billets de trésorerie en cours était de 2,4 % au 31 décembre 2025 (3,4 % en 2024).
- 8 Calculé d'après les soldes en cours au 31 décembre 2025 pour les billets à terme, les débentures, les billets de trésorerie et les prélèvements sur les facilités de crédit.

Au 31 décembre 2025, 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 2025 :

	Échéance ¹	Total des facilités	Prélèvements ²	Montant disponible
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc.	2027-2049	8 033	6 488	1 545
Enbridge (U.S.) Inc.	2027-2030	10 307	4 636	5 671
Pipelines Enbridge Inc.	2027	2 000	1 024	976
Enbridge Gas Inc.	2027	2 500	1 030	1 470
Total des facilités de crédit engagées		22 840	13 178	9 662

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 juillet 2025, nous avons renouvelé un montant d'environ 8,8 G\$ sur nos facilités de crédit prorogables de 364 jours et reporté leur échéance jusqu'en juillet 2027, ce qui comprend une option de conversion en emprunt à terme d'un an à compter de juillet 2026. Nous avons également renouvelé nos facilités de crédit d'une durée de cinq ans pour un montant d'environ 7,8 G\$ et reporté leur échéance jusqu'en juillet 2030. Enfin, nous avons reporté l'échéance de nos facilités de crédit d'une durée de trois ans jusqu'en juillet 2028.

En juillet 2025, Enbridge Gas Ontario et Pipelines Enbridge Inc. ont reporté l'échéance de leurs facilités de crédit prorogables de 364 jours respectives de 2,5 G\$ et de 2,0 G\$ jusqu'en juillet 2027, ce qui comprend des options de conversion en emprunt à terme d'un an à compter de juillet 2026.

Outre les facilités de crédit engagées susmentionnées, nous avons à notre disposition des facilités de lettres de crédit à vue non engagées de 1,6 G\$, sur lesquelles un montant de 932 M\$ était inutilisé au 31 décembre 2025. Au 31 décembre 2024, nous détenions des facilités de lettres de crédit à vue non engagées de 1,4 G\$, sur lesquelles un montant de 931 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 à nos billets de trésorerie, et nous pouvons proroger les échéances de ces facilités de crédit, qui s'échelonnent actuellement de 2027 à 2049.

Au 31 décembre 2025 et au 31 décembre 2024, 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 12,1 G\$ et de 10,3 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 2025, nous avons émis les titres de créance à long terme ci-après totalisant 4,6 G\$ et 4,7 G\$ US.

Société	Date d'émission		Montant du capital
<i>(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)</i>			
Enbridge Inc.			
		Billets à moyen terme à taux variable échéant en	
	Février 2025	février 2028 ¹	400 \$
	Février 2025	Billets à moyen terme à 3,55 % échéant en février 2028	300 \$
	Février 2025	Billets à moyen terme à 3,90 % échéant en février 2030	800 \$
	Février 2025	Billets à moyen terme à 4,56 % échéant en février 2035	700 \$
	Février 2025	Billets à moyen terme à 5,32 % échéant en août 2054	600 \$
	Juin 2025	Billets de premier rang à 4,60 % échéant en juin 2028	400 \$ US
	Juin 2025	Billets de premier rang à 4,90 % échéant en juin 2030	600 \$ US
	Juin 2025	Billets de premier rang à 5,55 % échéant en juin 2035	900 \$ US
	Juin 2025	Billets de premier rang à 5,95 % échéant en avril 2054	350 \$ US
		Billets subordonnés à taux fixe-fixe à 5,15 % échéant en	
	Septembre 2025	décembre 2055 ²	1 000 \$
	Novembre 2025	Billets de premier rang à 4,20 % échéant en novembre 2028	500 \$ US
	Novembre 2025	Billets de premier rang à 4,50 % échéant en février 2031	500 \$ US
	Novembre 2025	Billets de premier rang à 5,20 % échéant en novembre 2035	500 \$ US
Enbridge Gas Inc.			
	Septembre 2025	Billets à moyen terme à 4,16 % échéant en septembre 2035	500 \$
	Septembre 2025	Billets à moyen terme à 4,84 % échéant en septembre 2055	300 \$
The East Ohio Gas Company			
	Juin 2025	Billets de premier rang à 5,68 % échéant en juin 2035	250 \$ US
	Juin 2025	Billets de premier rang à 6,32 % échéant en juin 2055	250 \$ US
	Décembre 2025	Billets de premier rang à 5,23 % échéant en mars 2036	250 \$ US
	Décembre 2025	Billets de premier rang à 5,95 % échéant en mars 2056	150 \$ US

¹ Les billets portent intérêt à un taux égal au taux des opérations de pension à un jour du Canada majoré de 85 points de base.

² Pour les cinq premières années et un quart, les billets sont assortis d'un taux d'intérêt fixe. Le 17 décembre 2030, le taux d'intérêt sera rajusté de manière à égaler le taux des obligations du Canada à cinq ans majoré de 2,39 %.

REMBOURSEMENT DE TITRES DE CRÉANCE À LONG TERME

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, nous avons remboursé les titres de créance à long terme ci-après totalisant 3,1 G\$ US, 2,5 G\$ et 39 M€.

Société	Date de remboursement		Montant du capital
<i>(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)</i>			
Enbridge Inc.	Janvier 2025	Billets de premier rang à 2,50 %	500 \$ US
	Février 2025	Billets de premier rang à 2,50 %	500 \$ US
	Juin 2025	Billets à moyen terme à 2,44 %	550 \$
Enbridge Gas Inc.	Septembre 2025	Billets à moyen terme à 3,31 %	400 \$
	Septembre 2025	Billets à moyen terme à 3,19 %	200 \$
	Octobre 2025	Billets à moyen terme à 8,85 %	20 \$
	Novembre 2025	Déventures à 8,65 %	125 \$
Enbridge Pipelines (Southern Lights) L.L.C.	Juin et décembre 2025	Billets de premier rang à 3,98 %	61 \$ US
Pipelines Enbridge Inc.	Février 2025	Billets à moyen terme à 4,10 % ¹	100 \$
	Septembre 2025	Billets à moyen terme à 3,45 %	600 \$
Enbridge Southern Lights LP	Juin et décembre 2025	Billets de premier rang à 4,01 %	15 \$
Westcoast Energy Inc.	Juillet 2025	Déventures à 8,85 %	150 \$
	Novembre 2025	Billets à moyen terme à 8,80 %	25 \$
	Décembre 2025	Billets à moyen terme à 3,77 %	300 \$
Enbridge Energy Partners, L.P.	Juillet 2025	Billets de premier rang à 5,88 % ²	500 \$ US
Spectra Energy Partners, LP	Mars 2025	Billets de premier rang à 3,50 %	500 \$ US
Blauracke GmbH	Avril et octobre 2025	Billets de premier rang à 2,10 %	39 €
Enbridge Holdings (Tomorrow RNG), LLC	Janvier 2025	Billets de premier rang à 4,97 %	309 \$ US
	Janvier 2025	Billets de premier rang à 4,97 %	85 \$ US
	Janvier 2025	Billets de premier rang à 4,97 %	19 \$ US
	Décembre 2025	Billets de premier rang à 4,80 %	7 \$ US
	Décembre 2025	Billets de premier rang à 4,80 %	90 \$ US
	Décembre 2025	Billets de premier rang à 4,80 %	58 \$ US
The East Ohio Gas Company	Juin 2025	Billets de premier rang à 1,30 %	500 \$ US

¹ L'échéance initiale des billets était en juillet 2112.

² L'échéance initiale des billets était en octobre 2025.

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 2025, nous respectons toutes ces dispositions et clauses relatives.

ÉCHÉANCES ANNUELLES DES TITRES DE CRÉANCE

Au 31 décembre 2025, 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>							
Titres de créance – échéances annuelles ¹	104 410	4 988	8 995	4 900	5 704	12 584	67 239

¹ Comprend les débetures, les billets à terme, les billets de trésorerie et les prélèvements sur les facilités de crédit selon leur date d'échéance, et exclut les emprunts à court terme, les escomptes, primes et frais d'émission de titres de créance non amortis, 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	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Débetures et billets à terme	4 688	4 123	3 439
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	559	439	519
Amortissement de l'ajustement de la juste valeur	31	18	(45)
Intérêts capitalisés	(255)	(161)	(101)
	5 023	4 419	3 812

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

Nos OMHS ont principalement trait à la mise hors service de pipelines, d'actifs de production d'énergie renouvelable ainsi que de puits et d'installations de production pétrolière et gazière, de même qu'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 sont situés dans une fourchette allant de 3,0 % à 9,0 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2025. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, ils se sont situés entre 1,5 % et 9,0 %.

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

31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Obligations au début de l'exercice	666	493
Passifs pris en charge	—	185
Passifs engagés	368	3
Passifs réglés	(56)	(139)
Changement d'estimation et autres	48	51
Écart de conversion	(23)	40
Charge de désactualisation	29	33
Obligations à la fin de l'exercice	1 032	666
Présentées comme suit :		
Autres passifs à court terme (note 16)	113	120
Autres passifs à long terme	919	546
	1 032	666

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	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Enbridge Athabasca Midstream Investor Limited Partnership	1 052	1 073
Actifs de production d'énergie renouvelable	744	786
Maritimes & Northeast Pipeline, L.L.C	562	606
Algonquin Gas Transmission, LLC	390	414
Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership	106	109
Autres	1	5
	2 855	2 993

PARTICIPATION NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE RACHETABLE

Westcoast Energy Limited Partnership

Les parts de catégorie A détenues par le regroupement de Premières Nations sont classées comme une participation ne donnant pas le contrôle rachetable à la section portant sur les capitaux propres mezzanine des états consolidés de la situation financière. Au 31 décembre 2025, nous détenions les parts de catégories B et C en circulation.

Le regroupement de Premières Nations est tenu de financer un montant minimal au titre des coûts en capital liés à d'autres programmes que les programmes de dépenses d'investissement désignés; toutefois, il peut choisir de financer ces coûts à hauteur de sa participation, si ces derniers sont plus élevés que le montant minimal. Des parts de catégories A et B sont émises par le regroupement de Premières Nations et par nous, respectivement, en échange de ce financement.

Les variations de la participation ne donnant pas le contrôle rachetable s'établissent comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2025
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
Solde au début de l'exercice	—
Produit du placement dans une filiale par la participation ne donnant pas le contrôle rachetable	736
Coûts de transaction, déduction faite d'une économie d'impôt reportée	(27)
Bénéfice attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle rachetable	28
Distributions au détenteur de parts déclarées	(35)
Apport du détenteur de parts	6
Ajustement de la valeur de rachat	28
Solde à la fin de l'exercice	736

La participation détenue par le regroupement de Premières Nations a diminué, passant de 12,50 % à la clôture de la transaction à 12,47 % au 31 décembre 2025, étant donné l'apport aux coûts en capital au titre de programmes autres que les programmes de dépenses d'investissement désignés proportionnellement moins élevé que le pourcentage de la participation du regroupement de Premières Nations.

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.

	2025		2024		2023	
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	2 178	71 738	2 125	69 180	2 025	64 760
Émission d'actions, déduction faite des frais d'émission et des impôts	—	—	51	2 489	103	4 485
Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	3	89	1	39	—	3
Actions émises à l'acquisition d'UAR	1	49	1	30	—	12
Rachats d'actions à leur valeur attribuée ¹	—	—	—	—	(3)	(80)
Solde à la fin de l'exercice	2 182	71 876	2 178	71 738	2 125	69 180

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.

Le 15 mai 2024, nous avons déposé un supplément de prospectus au Canada et aux États-Unis afin d'établir un programme d'émission d'actions au cours du marché (le « programme d'émission d'actions au cours du marché ») nous permettant d'émettre et de vendre auprès du public, à l'occasion et à notre discrétion, de nouvelles actions ordinaires d'Enbridge d'une valeur maximale de 2,75 G\$ (ou l'équivalent en dollars américains), au prix ayant cours sur le marché au moment de la vente, par l'entremise de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York (« NYSE ») ou de toute autre plateforme au Canada ou aux États-Unis sur laquelle les actions ordinaires peuvent être transigées.

Durant la période comprise entre le 15 mai 2024 et le 31 juillet 2024, 51 298 629 actions ordinaires ont été émises et vendues dans le cadre du programme d'émission d'actions au cours du marché à des cours moyens de 48,72 \$ CA et de 35,77 \$ US l'action ordinaire, pour un produit brut totalisant 2,50 G\$ (2,48 G\$ après déduction du total des commissions versées de 16,3 M\$ et d'autres frais d'émission). Le 1^{er} août 2024, nous avons mis fin à notre programme d'émission d'actions au cours du marché. Le produit net de la vente d'actions ordinaires dans le cadre du programme d'émission d'actions au cours du marché a été utilisé pour financer une partie de l'acquisition de Questar et de l'acquisition de PSNC et pour payer les frais et dépenses s'y rattachant.

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 a également servi à financer une partie de la contrepartie en trésorerie à payer totale dans le cadre des Acquisitions dont il est question à la note 8 - Acquisitions et cession.

ACTIONS PRIVILÉGIÉES

	2025		2024		2023	
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	20	500
Actions privilégiées, série D	18	450	18	450	18	450
Actions privilégiées, série F	18	454	18	454	18	454
Actions privilégiées, série G	2	46	2	46	2	46
Actions privilégiées, série H	12	291	12	291	12	291
Actions privilégiées, série I	2	59	2	59	2	59
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	22	562	22	562	24	600
Actions privilégiées, série 4 ¹	2	38	2	38	—	—
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 19	20	500	20	500	20	500
Frais d'émission		(135)		(135)		(135)
Solde à la fin de l'exercice		6 818		6 818		6 818

¹ Le 1^{er} septembre 2024, 1 502 775 actions privilégiées de série 3 en circulation ont été converties en actions privilégiées de série 4.

Les caractéristiques des actions privilégiées en circulation sont les suivantes :

	Taux de dividende	Dividende ¹	Valeur de rachat de base par action ^{2, 3}	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 %	1,30050 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2027	Série C
Actions privilégiées, série D	5,41 %	1,35300 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2028	Série E
Actions privilégiées, série F	5,54 %	1,38450 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2028	Série G
Actions privilégiées, série G ⁵	4,84 %	1,21000 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2028	Série F
Actions privilégiées, série H	6,11 %	1,52800 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2028	Série I
Actions privilégiées, série I ⁶	4,45 %	1,11250 \$	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	5,92 %	1,47950 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2029	Série Q
Actions privilégiées, série R	6,31 %	1,57850 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2029	Série S
Actions privilégiées, série 1	6,70 %	1,67593 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} juin 2028	Série 2
Actions privilégiées, série 3	5,29 %	1,32200 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2029	Série 4
Actions privilégiées, série 4 ⁷	4,71 %	1,17750 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2029	Série 3
Actions privilégiées, série 5	6,68 %	1,67075 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} mars 2029	Série 6
Actions privilégiées, série 7	5,99 %	1,49700 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2029	Série 8
Actions privilégiées, série 9	5,67 %	1,41800 \$	25 \$	1 ^{er} décembre 2029	Série 10
Actions privilégiées, série 11 ⁸	5,48 %	1,36925 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2030	Série 12
Actions privilégiées, série 13 ⁹	5,40 %	1,34875 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2030	Série 14
Actions privilégiées, série 15 ¹⁰	5,63 %	1,40650 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2030	Série 16
Actions privilégiées, série 19	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 qu'il est 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, de série I et de série 4 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 d'une action pour une, ses actions en actions privilégiées rachetables à dividende cumulatif d'une série donnée, à la date d'option de conversion et tous les cinq ans par la suite, à un prix d'émission attribué égal à la valeur de rachat de base 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 G a diminué, passant de 0,32411 \$ à 0,29836 \$ le 1^{er} décembre 2025, en raison du rajustement du taux de dividende trimestriel.
- 6 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série I a diminué, passant de 0,29980 \$ à 0,27432 \$ le 1^{er} décembre 2025, en raison du rajustement du taux de dividende trimestriel.
- 7 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série 4 a diminué, passant de 0,31601 \$ à 0,29034 \$ le 1^{er} décembre 2025, en raison du rajustement du taux de dividende trimestriel.
- 8 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série 11 a augmenté, passant de 0,24613 \$ à 0,34231 \$ le 1^{er} mars 2025, en raison du rajustement du taux de dividende annuel le 1^{er} mars 2025.
- 9 Le dividende trimestriel par action versé sur les actions privilégiées de série 13 a augmenté, passant de 0,19019 \$ à 0,33719 \$ le 1^{er} juin 2025, en raison du rajustement du taux de dividende annuel le 1^{er} juin 2025.
- 10 Le dividende trimestriel par action versé sur les actions privilégiées de série 15 a augmenté, passant de 0,18644 \$ à 0,35163 \$ le 1^{er} septembre 2025, en raison du rajustement du taux de dividende annuel le 1^{er} septembre 2025.

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 2025, 2024 et 2023 a respectivement totalisé 285 M\$, 186 M\$ et 154 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 2025, 2024 et 2023.

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 2025	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	25 324	50,31		
Options attribuées	3 146	60,13		
Options exercées ¹	(10 200)	51,03		
Options annulées ou échues	(584)	56,25		
Options en cours à la fin de l'exercice	17 686	51,45	6,3	214
Options acquises à la fin de l'exercice ²	8 780	50,17	4,7	116

¹ La valeur intrinsèque totale des OAAI exercées au cours des exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023 s'est respectivement élevée à 123 M\$, à 18 M\$ et à 2 M\$, et la trésorerie reçue à l'exercice d'options a respectivement atteint 28 M\$, 1 M\$ et néant.

² La juste valeur totale des OAAI acquises au cours des exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023 s'est respectivement élevée à 17 M\$, à 17 M\$ et à 20 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	2025	2024	2023
Juste valeur, par option (en dollars canadiens) ¹	6,97	4,07	6,05
Hypothèses servant à l'évaluation			
Durée prévue des options (en années) ²	6	6	6
Volatilité prévue ³	21,2 %	21,1 %	22,2 %
Taux de rendement prévu de l'action ⁴	6,3 %	8,1 %	6,7 %
Taux d'intérêt sans risque ⁵	3,6 %	3,8 %	3,5 %

1 Les options attribuées aux employés aux États-Unis sont liées aux cours à la NYSE. 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 2025, 2024 et 2023, la juste valeur par option s'est établie respectivement à 5,76 \$, à 3,53 \$ et à 5,38 \$ pour les employés au Canada et à 5,88 \$ US, à 3,58 \$ US et à 5,23 \$ 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 à la date d'attribution.

La charge de rémunération inscrite à l'égard des OAAI pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023 s'est établie, respectivement, à 21 M\$, à 19 M\$ et à 18 M\$. Au 31 décembre 2025, la charge de rémunération non comptabilisée relative aux droits encore non acquis aux termes du régime OAAI s'établissait à 12 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 ainsi que d'une composante fondée sur la réduction des gaz à effet de serre. Pour calculer la charge de l'exercice 2025, un coefficient a été utilisé pour déterminer les attributions aux termes du régime UAFR, soit 1,68 pour les UAFR de 2025, 1,82 pour les UAFR de 2024 et 1,32 pour les UAFR de 2023.

	Nombre	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années)	Valeur intrinsèque totale
31 décembre 2025			
(nombre d'unités en milliers; valeur intrinsèque en millions de dollars canadiens)			
Unités en circulation au début de l'exercice	3 402		
Unités attribuées	1 071		
Unités annulées	(101)		
Unités arrivées à échéance ¹	(938)		
Réinvestissement de dividendes	195		
Unités en circulation à la fin de l'exercice	3 629	1,9	386

1 Le montant total payé pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023 au titre des UAFR s'est élevé, respectivement, à 60 M\$, à 65 M\$ et à 123 M\$.

La charge de rémunération inscrite au titre des UAFR pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023 s'est établie, respectivement, à 164 M\$, à 75 M\$ et à 59 M\$. Au 31 décembre 2025, la charge de rémunération non comptabilisée liée aux UAFR non encore acquises s'établissait à 100 M\$. Cette charge devrait être entièrement comptabilisée sur une période moyenne pondérée d'une durée estimative d'un an et demi.

UNITÉS D' ACTIONS RESTREINTES

Nos employés peuvent également se voir accorder des UAR réglées en trésorerie ou en actions. Les attributions réglées en actions remises à des membres de la haute direction non-dirigeants deviennent acquises au terme d'une période de trois ans. Des unités réglées en actions échéant au premier, au deuxième et au troisième anniversaire de leur date d'attribution ou après une période de douze mois sont également attribuées à des employés non-dirigeants. Les UAR réglées en trésorerie sont attribuées à des employés non-dirigeants et sont versées en tranches égales au premier, au deuxième et au troisième anniversaire de la date d'attribution.

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 ¹	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années)	Valeur intrinsèque totale
31 décembre 2025				
<i>(nombre d'unités en milliers; valeur intrinsèque en millions de dollars canadiens)</i>				
Unités en circulation au début de l'exercice	3 591	51,10		
Unités attribuées	1 435	59,30		
Unités annulées ou échues	(130)	52,98		
Unités arrivées à échéance ²	(1 680)	50,95		
Réinvestissement de dividendes	212	52,60		
Unités en circulation à la fin de l'exercice	3 428	53,54	0,9	184

¹ La juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution ne comprend pas les unités réglées en espèces.

² Le montant total payé au cours des exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023 au titre des UAR s'est élevé, respectivement, à 23 M\$, à 40 M\$ et à 56 M\$.

La charge de rémunération inscrite à l'égard des UAR pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023 s'est établie, respectivement, à 100 M\$, à 92 M\$ et à 77 M\$. Au 31 décembre 2025, la charge de rémunération non comptabilisée relative à l'attribution d'UAR encore non acquises s'établissait à 63 M\$. Cette charge devrait être intégralement comptabilisée sur une période moyenne pondérée d'environ un an et demi.

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 2025, 2024 et 2023 :

	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 et autres participations	Ajustement au titre des prestations de retraite et des ACR	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Solde au 1 ^{er} janvier 2025	407	(14)	(2 033)	8 452	1	302	7 115
Autres éléments du résultat global conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	46	12	419	(3 080)	23	237	(2 343)
Autres éléments du résultat global reclassés dans le bénéfice							
Contrats de taux d'intérêt ¹	30	—	—	—	—	—	30
Contrats de change ²	—	(3)	—	—	—	—	(3)
Amortissement du gain actuariel au titre des prestations de retraite et des ACR ³	—	—	—	—	—	(39)	(39)
	76	9	419	(3 080)	23	198	(2 355)
Incidence fiscale							
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	(18)	4	—	—	1	(73)	(86)
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice	(3)	1	—	—	—	9	7
	(21)	5	—	—	1	(64)	(79)
Solde au 31 décembre 2025	462	—	(1 614)	5 372	25	436	4 681

	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 et autres participations	Ajustement au titre des prestations de retraite et des ACR	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Solde au 1 ^{er} janvier 2024	320	(23)	(728)	2 653	11	70	2 303
Autres éléments du résultat global conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	79	(42)	(1 305)	5 799	(9)	323	4 845
Autres éléments du résultat global reclassés dans le bénéfice							
Contrats de taux d'intérêt ¹	31	—	—	—	—	—	31
Contrats sur marchandises ⁴	(1)	—	—	—	—	—	(1)
Contrats de change ²	—	53	—	—	—	—	53
Amortissement du gain actuariel au titre des prestations de retraite et des ACR ³	—	—	—	—	—	(21)	(21)
	109	11	(1 305)	5 799	(9)	302	4 907
Incidence fiscale							
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	(15)	10	—	—	(1)	(75)	(81)
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice	(7)	(12)	—	—	—	5	(14)
	(22)	(2)	—	—	(1)	(70)	(95)
Solde au 31 décembre 2024	407	(14)	(2 033)	8 452	1	302	7 115

	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 et autres participations	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

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

² Montant comptabilisé au poste « Charge d'intérêts » et au poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats.

³ Ces composantes sont comprises dans le calcul du crédit net relatif aux prestations et sont comptabilisées au poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats.

⁴ Montant comptabilisé au poste « Transport et autres services » dans les produits 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 risque de marché auxquels nous sommes exposés et les instruments de gestion des risques pour les réduire sont résumés ci-après. Pour gérer les risques ci-dessous, 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 couvrons certains investissements nets pour les placements et les filiales libellés en dollars américains au moyen de titres de créance libellés en dollars américains.

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 avons pour politique de limiter nos titres de créance à taux variable à 30 % du solde total de la dette. Pour nous assurer que nous nous conformons à cette politique, nous surveillons et ajustons la composition de notre portefeuille de titres de créance à taux fixe et à taux variable, et nous utilisons conjointement des instruments dérivés. Nous avons mis en place un programme 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-fixe et de tunnels à prime zéro. Ces swaps ont un taux fixe moyen de 2,8 %.

Nous sommes exposés aux fluctuations de la juste valeur des titres de créance à taux fixe qui surviennent en raison des variations des taux d'intérêt du marché. Nous utilisons des swaps taux variable à payer-taux fixe à recevoir, au besoin, comme couverture contre les fluctuations futures de la juste valeur des titres de créance à taux fixe, ce qui limite l'incidence des fluctuations de la juste valeur. Les swaps de taux fixe-taux variable exécutés ont un taux moyen de 2,8 %.

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 fixe que nous émettons. Nous pouvons recourir à une combinaison de swaps sur taux d'intérêt différé admissibles et non admissibles 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 3,4 %.

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 de nos filiales chargées de la commercialisation de l'énergie. 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. Pour nos services publics gaziers aux États-Unis, les variations de la juste de valeur des dérivés sont reportées et comptabilisées à titre d'actif ou de passif réglementaire jusqu'au règlement. 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.

TOTAL DES INSTRUMENTS DÉRIVÉS

Nous avons 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 sur des actifs dérivés financiers dans ces situations particulières.

Les tableaux ci-après présentent un sommaire de la valeur comptable de nos instruments dérivés et des 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.

	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 2025						
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Autres actifs à court terme						
Contrats de change	—	—	27	27	(17)	10
Contrats de taux d'intérêt	79	5	22	106	(37)	69
Contrats sur marchandises	—	—	458	458	(192)	266
	79	5	507	591	(246)	345
Montants reportés et autres actifs						
Contrats de change	—	—	52	52	(24)	28
Contrats de taux d'intérêt	9	—	108	117	(27)	90
Contrats sur marchandises	—	—	124	124	(20)	104
	9	—	284	293	(71)	222
Autres passifs à court terme						
Contrats de change	—	—	(364)	(364)	17	(347)
Contrats de taux d'intérêt	(9)	—	(39)	(48)	37	(11)
Contrats sur marchandises	—	—	(300)	(300)	192	(108)
	(9)	—	(703)	(712)	246	(466)
Autres passifs à long terme						
Contrats de change	—	—	(819)	(819)	24	(795)
Contrats de taux d'intérêt	—	(34)	(50)	(84)	27	(57)
Contrats sur marchandises	—	—	(92)	(92)	20	(72)
	—	(34)	(961)	(995)	71	(924)
Total des actifs (passifs) dérivés, montant net						
Contrats de change	—	—	(1 104)	(1 104)	—	(1 104)
Contrats de taux d'intérêt	79	(29)	41	91	—	91
Contrats sur marchandises	—	—	190	190	—	190
	79	(29)	(873)	(823)	—	(823)

31 décembre 2024	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	—	78	47	125	(29)	96
Contrats de taux d'intérêt	44	—	23	67	(39)	28
Contrats sur marchandises	2	—	360	362	(191)	171
Autres contrats	—	—	3	3	—	3
	46	78	433	557	(259)	298
Montants reportés et autres actifs						
Contrats de change	—	—	83	83	(71)	12
Contrats de taux d'intérêt	9	—	137	146	(27)	119
Contrats sur marchandises	—	—	197	197	(39)	158
	9	—	417	426	(137)	289
Autres passifs à court terme						
Contrats de change	—	(73)	(731)	(804)	29	(775)
Contrats de taux d'intérêt	(58)	—	(22)	(80)	39	(41)
Contrats sur marchandises	—	—	(451)	(451)	191	(260)
	(58)	(73)	(1 204)	(1 335)	259	(1 076)
Autres passifs à long terme						
Contrats de change	—	—	(1 579)	(1 579)	71	(1 508)
Contrats de taux d'intérêt	—	—	(80)	(80)	27	(53)
Contrats sur marchandises	(1)	—	(238)	(239)	39	(200)
	(1)	—	(1 897)	(1 898)	137	(1 761)
Total des actifs (passifs) dérivés, montant net						
Contrats de change	—	5	(2 180)	(2 175)	—	(2 175)
Contrats de taux d'intérêt	(5)	—	58	53	—	53
Contrats sur marchandises	1	—	(132)	(131)	—	(131)
Autres contrats	—	—	3	3	—	3
	(4)	5	(2 251)	(2 250)	—	(2 250)

Le tableau suivant présente un sommaire des échéances et du montant nominal ou de la quantité théorique visés par nos instruments dérivés :

Aux 31 décembre	2025					2024		
	2026	2027	2028	2029	2030	Par la suite	Total	Total
Contrats de change – contrats à terme en dollars américains – achat <i>(en millions de dollars américains)</i>	1 027	—	—	—	—	—	1 027	1 245
Contrats de change – contrats à terme en dollars américains – vente <i>(en millions de dollars américains)</i>	6 406	5 321	4 332	2 358	1 110	360	19 887	21 614
Contrats de change – tunnels en dollars américains – vente <i>(en millions de dollars américains)</i>	180	180	120	—	—	—	480	—
Contrats de change – contrats à terme en livres sterling – vente <i>(en millions de livres sterling)</i>	28	32	—	—	—	—	60	90
Contrats de change – contrats à terme en euros – vente <i>(en millions d'euros)</i>	121	81	67	66	65	64	464	590
Contrats de change – contrats à terme en yens – achat <i>(en millions de yens)</i>	—	—	—	—	—	—	—	84 800
Contrats de taux d'intérêt – taux fixe à payer à court terme <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	3 897	2 846	2 220	1 003	—	—	9 966	4 771
Contrats de taux d'intérêt – taux fixe à recevoir <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	5 816	13 316	—
Contrats de taux d'intérêt – taux fixe à payer à long terme <i>(en millions de dollars canadiens)¹</i>	4 204	468	—	—	—	—	4 672	5 284
Contrats de taux d'intérêt – tunnel à prime ZÉRO <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	1 955	1 823	77	—	—	—	3 855	2 316
Contrats sur marchandises – gaz naturel <i>(en milliards de pieds cubes)²</i>	123	66	29	12	6	—	236	288
Contrats sur marchandises – pétrole brut <i>(en millions de barils)²</i>	(5)	13	1	1	1	—	11	25
Contrats sur marchandises – électricité <i>(en mégawattheures (« MWh »))</i>	145	85	55	29	(2)	(2)	34 ³	(5) ³

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

2 Correspond au montant nominal des achats nets (ventes nettes).

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

Dérivés désignés comme couvertures de juste valeur

Le tableau ci-dessous présente les instruments dérivés de taux d'intérêt et de change qui sont conçus et admissibles comme couvertures de juste valeur. Le gain ou la perte réalisé ou latent sur le dérivé est 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) » ou au poste « Charge d'intérêts » aux états consolidés des résultats. Toute composante exclue est comptabilisée aux états consolidés du résultat global.

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Perte latente sur dérivé	(43)	(3)
Gain latent sur élément couvert	28	6
Gain réalisé sur dérivé	25	26
Perte réalisée sur élément couvert	(23)	(79)

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 et notre résultat global consolidés :

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
(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 taux d'intérêt	46	67	201
Contrats sur marchandises	—	19	68
Autres contrats	—	1	(2)
Couvertures de juste valeur			
Contrats de change	12	(42)	15
	58	45	282
Montant des (gains) pertes reclassés du cumul des autres éléments du résultat global au bénéfice			
Contrats de change ¹	(3)	53	—
Contrats de taux d'intérêt ²	30	31	28
Contrats sur marchandises ³	—	(1)	—
	27	83	28

1 Comptabilisés au poste « Charge d'intérêts » et au poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats.

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

3 Montant comptabilisé au poste « Transport et autres services » dans les produits aux états consolidés des résultats.

Nous estimons qu'un gain de 9 M\$ du cumul des autres éléments du résultat global résultant des couvertures de flux de trésorerie en vigueur sera reclassé 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 2025, la durée maximale des couvertures de flux de trésorerie était de deux 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	2025	2024	2023
(en millions de dollars canadiens)			
Contrats de change ¹	1 076	(2 033)	1 292
Contrats de taux d'intérêt ²	(17)	112	(63)
Contrats sur marchandises ³	322	(53)	(41)
Autres contrats ⁴	(3)	2	(8)
Total des gains (pertes) latents liés à la juste valeur des dérivés, montant net	1 378	(1 972)	1 180

1 Pour les exercices indiqués, comptabilisés au poste « Transport et autres services » dans les produits (néant en 2025; néant en 2024; gain de 645 M\$ en 2023) et au poste « Autres produits (charges) » (perte de 1,1 G\$ en 2025; perte de 2 G\$ en 2024; gain de 647 M\$ en 2023) aux états consolidés des résultats.

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

3 Pour les exercices indiqués, comptabilisés au poste « Transport et autres services » dans les produits (gain de 102 M\$ en 2025; perte de 23 M\$ en 2024; perte de 35 M\$ en 2023), au poste « Ventes de marchandises » (perte de 34 M\$ en 2025; perte de 92 M\$ en 2024; gain de 153 M\$ en 2023), au poste « Coûts des marchandises » (gain de 190 M\$ en 2025; perte de 31 M\$ en 2024; perte de 94 M\$ en 2023), au poste « Exploitation et administration » dans les charges (gain de 20 M\$ en 2025; perte de 17 M\$ en 2024; perte de 65 M\$ en 2023) aux états consolidés des résultats. La variation de la juste valeur des services publics gaziers aux États-Unis est reportée dans les actifs et passifs réglementaires (gain de 44 M\$ en 2025; gain de 110 M\$ en 2024; néant en 2023).

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

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. 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 2025. 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 d'autres 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

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, d'exigences contractuelles et de conventions de compensation. Nous examinons également la solidité financière des contreparties à l'aide de services de notation de crédit externes et d'autres outils analytiques en vue de gérer le risque de crédit.

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	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Institutions financières au Canada	200	344
Institutions financières aux États-Unis	260	128
Institutions financières en Europe	57	116
Institutions financières en Asie	39	53
Autres ¹	302	332
	858	973

¹ Le poste « Autres » comprend les chambres de compensation de marchandises et les contreparties pour le pétrole brut, le gaz naturel et l'électricité.

Au 31 décembre 2025, nous n'avions 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 2025 et 2024.

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, de l'évaluation des notations de crédit des contreparties et de conventions de compensation. Au sein du secteur Distribution et stockage de gaz, le risque de crédit est atténué par le fait que la clientèle est nombreuse et diversifiée et par la possibilité de recouvrer les 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 observables 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. Dans la hiérarchie des justes valeurs, la trésorerie et les équivalents de trésorerie sont classés dans le niveau 1. 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 canadien et américain, et de placements dans des fonds négociés en bourse détenus par notre filiale qui est une société d'assurance captive. Nous détenons également en fiducie des placements à long terme soumis à restrictions dans des fonds négociés en bourse et des actions ordinaires, conformément aux exigences réglementaires de la Régie en vertu de l'ICQF, en vue de provisionner les futurs coûts de mise hors service de pipelines dans l'État du Minnesota.

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 notre filiale qui est une société d'assurance captive et celle des placements à long terme soumis à restrictions dans des obligations du gouvernement du Canada détenues 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 l'échéance est similaire 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, de contrats à terme sur marchandises avec livraison physique ainsi que d'options. 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 :

	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total brut des instruments dérivés
31 décembre 2025				
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Actifs financiers				
Actifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	27	—	27
Contrats de taux d'intérêt	—	106	—	106
Contrats sur marchandises	70	59	329	458
	70	192	329	591
Actifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	52	—	52
Contrats de taux d'intérêt	—	117	—	117
Contrats sur marchandises	—	7	117	124
	—	176	117	293
Passifs financiers				
Passifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	(364)	—	(364)
Contrats de taux d'intérêt	—	(48)	—	(48)
Contrats sur marchandises	(55)	(68)	(177)	(300)
	(55)	(480)	(177)	(712)
Passifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	(819)	—	(819)
Contrats de taux d'intérêt	—	(84)	—	(84)
Contrats sur marchandises	—	(11)	(81)	(92)
	—	(914)	(81)	(995)
Total des actifs (passifs) financiers, montant net				
Contrats de change	—	(1 104)	—	(1 104)
Contrats de taux d'intérêt	—	91	—	91
Contrats sur marchandises	15	(13)	188	190
	15	(1 026)	188	(823)

31 décembre 2024	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	—	125	—	125
Contrats de taux d'intérêt	—	67	—	67
Contrats sur marchandises	34	72	256	362
Autres contrats	—	3	—	3
	34	267	256	557
Actifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	83	—	83
Contrats de taux d'intérêt	—	146	—	146
Contrats sur marchandises	1	14	182	197
	1	243	182	426
Passifs financiers				
Passifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	(804)	—	(804)
Contrats de taux d'intérêt	—	(80)	—	(80)
Contrats sur marchandises	(52)	(116)	(283)	(451)
	(52)	(1 000)	(283)	(1 335)
Passifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	(1 579)	—	(1 579)
Contrats de taux d'intérêt	—	(80)	—	(80)
Contrats sur marchandises	(1)	(31)	(207)	(239)
	(1)	(1 690)	(207)	(1 898)
Total des actifs (passifs) financiers, montant net				
Contrats de change	—	(2 175)	—	(2 175)
Contrats de taux d'intérêt	—	53	—	53
Contrats sur marchandises	(18)	(61)	(52)	(131)
Autres contrats	—	3	—	3
	(18)	(2 180)	(52)	(2 250)

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 2025	Juste valeur	Données non observables	Prix ou volatilité minimum	Prix ou volatilité maximum	Prix ou volatilité moyen pondéré	Unité de mesure
<i>(juste valeur en millions de dollars canadiens)</i>						
Contrats sur marchandises – financiers ¹						
Gaz naturel	6	Prix à terme du gaz	3,47	26,99	4,99	dollars par MBTU ²
Pétrole brut	51	Prix à terme du brut	59,10	81,17	72,99	dollars par baril
Électricité	(7)	Prix à terme de l'électricité	33,74	196,77	73,14	dollars par MWh
Contrats sur marchandises – avec livraison physique ¹						
Gaz naturel	(4)	Prix à terme du gaz	1,13	21,65	4,32	dollars par MBTU ²
Pétrole brut	(36)	Prix à terme du brut	58,39	112,73	78,13	dollars par baril
Électricité	(9)	Prix à terme de l'électricité	28,67	153,83	74,75	dollars par MWh
Options sur marchandises ³						
Gaz naturel	187	Prix à terme du gaz	3,94	12,09	7,37	dollars par MBTU ²
		Volatilité des prix	5 %	76 %	49 %	
	188					

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 »).

³ Les contrats d'options sur marchandises sont évalués au moyen d'une méthode fondée sur un modèle d'option.

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	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Montant net des passifs dérivés de niveau 3 au début de la période	(52)	(131)
Total des gains (pertes) latents		
Compris dans le résultat ¹	31	(92)
Compris dans les autres éléments du résultat global	—	19
Compris dans les actifs ou passifs réglementaires	18	130
Règlements	191	22
Montant net des actifs (passifs) dérivés de niveau 3 à la fin de la période	188	(52)

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 2025 et 2024.

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 2025 et 2024, nous avons constaté dans les autres éléments du résultat global, respectivement, un gain de change latent de 500 M\$ et une perte de change latente de 1,2 G\$ à la conversion de la dette libellée en dollars américains. Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024, nous avons constaté dans les autres éléments du résultat global des pertes réalisées de 81 M\$ et de 120 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 185 M\$ et 187 M\$, respectivement, aux 31 décembre 2025 et 2024.

Nous avons des placements et de la trésorerie à long terme soumis à restrictions détenus en fiducie aux fins du financement de la cessation d'exploitation de pipelines, conformément aux exigences réglementaires de la Régie aux termes des dispositions réglementaires de l'ICQF, pour provisionner les futurs coûts de mise hors service de pipelines dans l'État du Minnesota et pour respecter les obligations de mise hors service des immobilisations de Wexpro lorsqu'elles cesseront d'être exploitées. Ces placements sont classés dans les placements disponibles à la vente, sont comptabilisés à leur juste valeur et sont compris au poste « Placements et trésorerie à long terme soumis à restrictions » aux états consolidés de la situation financière. Au 31 décembre 2025, la juste valeur de nos placements classés au niveau 1 et au niveau 2 s'établissait respectivement à 877 M\$ et à 416 M\$ (respectivement 491 M\$ et 507 M\$ au 31 décembre 2024). Le coût des placements classés au niveau 2 s'établissait à 426 M\$ au 31 décembre 2025 (540 M\$ au 31 décembre 2024). Nous avons comptabilisé, à l'égard de ces placements, des gains de détention latents de 99 M\$ et de 33 M\$, respectivement, pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024. Au poste « Autres passifs à long terme », aux 31 décembre 2025 et 2024, nous avons constaté des coûts futurs de cessation d'exploitation estimatifs respectifs de 949 M\$ et de 826 M\$ se rapportant à l'ICQF (note 7). Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, nous avons acheté et vendu des placements totalisant respectivement 1,3 G\$ et 1,1 G\$ (achats totalisant 492 M\$ et ventes totalisant 390 M\$ en 2024). L'incidence nette sur les flux de trésorerie est comptabilisée dans les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement aux états consolidés des flux de trésorerie.

Nous détenons entièrement une filiale qui est une société d'assurance captive 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 2025, la juste valeur de nos placements dans des fonds d'actions et des titres de créance détenus par notre filiale qui est une société d'assurance captive s'élevait respectivement à néant et à 1,2 G\$ (respectivement 114 M\$ et 1,1 G\$ au 31 décembre 2024). Le coût de nos placements dans des titres de créance s'établissait à 1,2 G\$ au 31 décembre 2025 (1,1 G\$ au 31 décembre 2024). 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 21 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (pertes de 16 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2024).

Au 31 décembre 2025, les échéances de nos placement dans des titres de créance s'établissaient comme suit :

	Total	Moins de 1 an	5 ans	10 ans	Par la suite
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
Juste valeur des placements dans des titres de créance	1 234	85	813	268	68

Aux 31 décembre 2025 et 2024, la valeur comptable de notre dette à long terme, y compris les passifs au titre de contrats de location-financement, était respectivement de 104,4 G\$ et de 101,6 G\$, avant les frais d'émission de la dette, et sa juste valeur était respectivement de 102,7 G\$ et de 98,9 G\$.

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 notre filiale qui est une société d'assurance captive et de la dette 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	2025		2024		2023	
(en millions de dollars canadiens)						
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	9 793		7 299		7 879	
Taux d'imposition réglementaire fédéral du Canada ¹	15,0 %		15,0 %		15,0 %	
Impôts prévus au taux réglementaire fédéral	1 469	15,0 %	1 095	15,0 %	1 182	15,0 %
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :						
Impôts des provinces ²	245	2,5 %	(74)	(1,0) %	161	2,0 %
Incidence fiscale de l'impôt à l'étranger :						
États-Unis						
Écart du taux d'imposition réglementaire aux États-Unis et au Canada	353	3,6 %	314	4,3 %	276	3,5 %
Impôts étatiques et locaux, déduction faite de l'incidence de l'impôt fédéral	61	0,7 %	227	3,1 %	226	2,9 %
Crédits fiscaux						
Crédits fiscaux à l'investissement	(153)	(1,6) %	(11)	(0,1) %	(31)	(0,4) %
Autres crédits fiscaux	(34)	(0,3) %	(12)	(0,2) %	(16)	(0,2) %
Éléments non imposables et non déductibles						
Perte de valeur comptable liée à l'écart d'acquisition ³	—	—	208	2,9 %	(88)	(1,1) %
Autres ajustements						
Impôt minimal des États-Unis	195	2,0 %	163	2,2 %	100	1,3 %
Incidence du traitement comptable s'appliquant aux activités à tarifs réglementés	(77)	(0,8) %	(110)	(1,5) %	(43)	(0,6) %
Autres	9	0,1 %	54	0,7 %	45	0,6 %
Autres territoires	(74)	(0,8) %	(26)	(0,4) %	(51)	(0,6) %
Éléments non imposables ou non déductibles						
Partie non imposable du gain à la vente d'un placement ⁴	—	—	(147)	(2,0) %	—	—
Autres ajustements						
Radiation de reports réglementaires ⁵	32	0,3 %	4	0,1 %	115	1,5 %
Incidences du traitement comptable s'appliquant aux activités à tarifs réglementés	(87)	(0,9) %	(90)	(1,2) %	(107)	(1,4) %
Impôt de la Partie VI., après déduction de l'impôt fédéral de la Partie I ⁶	79	0,8 %	73	1,0 %	66	0,8 %
Autres	(14)	(0,1) %	—	—	(14)	(0,2) %
Charge d'impôts sur les bénéfices et taux d'imposition effectif	2 004	20,5 %	1 668	22,9 %	1 821	23,1 %

1 Correspond au taux d'imposition fédéral de 15 %, ce qui correspond au taux d'imposition réglementaire fédéral du Canada, après déduction de l'abattement d'impôt fédéral et de la réduction d'impôt générale.

2 Les impôts provinciaux de l'Alberta et de l'Ontario ont contribué à plus de 50 % de l'incidence fiscale globale pour 2025. Tant pour 2024 que 2023, l'impôt provincial de l'Alberta, à lui seul, a contribué à plus de 50 % de l'incidence fiscale globale.

3 Le montant pour 2024 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. Se reporter à la note 13 – Placements à long terme et à la note 15 – Écart d'acquisition.

4 Le montant pour 2024 correspond à la composante fédérale de la partie non imposable du gain à la vente de nos participations dans le pipeline Alliance et Aux Sable. Se reporter à la note 13 – Placements à long terme.

5 Le montant pour 2023 rend compte de l'incidence sur l'impôt fédéral de la décomptabilisation du traitement comptable s'appliquant aux activités à tarifs réglementés du pipeline Southern Lights Canada et de certains tronçons du réseau principal au Canada, notamment la canalisation 9 et le projet de remplacement de la canalisation 3.

6 Correspond à l'impôt de la partie VI.1, qui est un impôt prélevé sur les dividendes sur actions privilégiées versés au Canada.

COMPOSANTES DU BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS ET DES IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
(en millions de dollars canadiens)			
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices			
Canada	3 391	1 035	2 233
États-Unis	5 920	5 231	4 620
Autres	482	1 033	1 026
	9 793	7 299	7 879
Charge (économie) d'impôt			
Canada			
Fédéral	522	23	395
Provincial	245	(74)	161
États-Unis	1 245	1 591	1 165
Autres	(8)	128	100
	2 004	1 668	1 821
Impôts exigibles	979	949	401
Impôts reportés	1 025	719	1 420

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	2025	2024
(en millions de dollars canadiens)		
Passifs d'impôts reportés		
Immobilisations corporelles	(10 656)	(11 368)
Placements	(9 538)	(9 043)
Actifs réglementaires	(2 020)	(1 940)
Autres	(392)	(251)
Total des passifs d'impôts reportés	(22 606)	(22 602)
Actifs d'impôts reportés		
Instruments financiers	363	740
Pertes reportables vers l'avant ¹	823	1 272
Autres	2 075	2 088
Total des actifs d'impôts reportés	3 261	4 100
Moins la provision pour moins-value ²	(236)	(298)
Total des actifs d'impôts reportés, montant net	3 025	3 802
Passifs d'impôts reportés, montant net	(19 581)	(18 800)
Montants présentés comme suit :		
Total des actifs d'impôts reportés	701	796
Total des passifs d'impôts reportés	(20 282)	(19 596)
Passifs d'impôts reportés, montant net	(19 581)	(18 800)

¹ Aux 31 décembre 2025 et 2024, les montants représentent l'incidence fiscale associée à l'économie découlant des pertes fiscales reportables vers l'avant inutilisées au Canada de 1,5 G\$ et de 1,3 G\$, respectivement, qui commencent à expirer à compter de 2031, et aux États-Unis, de 2,0 G\$ et 4,2 G\$, respectivement, qui n'ont aucune date d'expiration.

² 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.

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. 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 2018 à 2025 et par les autorités fiscales américaines pour les années d'imposition 2022 à 2025. Pour l'heure, nous faisons l'objet d'un examen fiscal au Canada pour les années d'imposition 2019 à 2022. 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.

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES PAYÉS

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Taux d'imposition fédéral du Canada	398	132	216
Taux d'imposition des provinces du Canada ¹	142	61	46
États-Unis	585	592	221
Hongrie	—	(2)	54
Suisse	68	76	38
Autres	14	2	3
Impôts sur les bénéfices payés en trésorerie	1 207	861	578

¹ Comprend l'impôt sur les bénéfices payé au gouvernement de l'Ontario, soit 46 M\$, 46 M\$ et 12 M\$ pour les exercices 2025, 2024 et 2023, respectivement.

ÉCONOMIES D'IMPÔTS NON COMPTABILISÉES

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	31	45
Diminutions brutes des positions fiscales de l'exercice antérieur	(30)	(2)
Variation des taux de change	(1)	4
Expiration du délai de prescription	—	(16)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	—	31

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 2025 et 2024 correspondent respectivement à des recouvrements de 6 M\$ et de 8 M\$. Aux 31 décembre 2025 et 2024, des intérêts et des pénalités à payer totalisant respectivement néant et 6 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 prestations déterminées et à cotisations déterminées. Les régimes de retraite américains offrent des 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	2025	2024	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Variation de l'obligation au titre des prestations projetées				
Obligation au titre des prestations projetées au début de l'exercice	4 203	4 092	1 648	1 036
Coût des services	97	103	67	60
Coût financier	181	186	80	69
Cotisations des participants	33	32	—	—
(Gains) pertes actuariels ¹	(109)	—	37	(98)
Prestations versées	(205)	(210)	(105)	(100)
Virement entrant	—	—	6	569
Incidence de la fluctuation des taux de change	—	—	(79)	119
Autres	—	—	(8)	(7)
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice ²	4 200	4 203	1 646	1 648
Variation des actifs des régimes				
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	5 000	4 528	2 194	1 052
Rendement réel des actifs des régimes	410	627	225	197
Cotisations versées par l'employeur	12	23	5	5
Cotisations des participants	33	32	—	—
Prestations versées	(205)	(210)	(105)	(100)
Virement entrant	—	—	6	900
Incidence de la fluctuation des taux de change	—	—	(106)	146
Autres	—	—	(7)	(6)
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice ³	5 250	5 000	2 212	2 194
Situation de surcapitalisation à la fin de l'exercice	1 050	797	566	546
Montants présentés comme suit :				
Montants reportés et autres actifs	1 176	943	676	653
Autres passifs à court terme	(10)	(10)	(5)	(6)
Autres passifs à long terme	(116)	(136)	(105)	(101)
	1 050	797	566	546

1 Attribuable essentiellement à l'augmentation du taux d'actualisation et à la modification des hypothèses et des données des participants servant au calcul des obligations au titre des prestations.

2 L'obligation au titre des prestations constituées de nos régimes de retraite canadiens s'est établie à 3,9 G\$ aux 31 décembre 2025 et 2024. L'obligation au titre des prestations constituées de nos régimes de retraite américains s'est établie à 1,6 G\$ aux 31 décembre 2025 et 2024.

3 Des actifs de 21 M\$ (18 M\$ en 2024) et de 91 M\$ (80 M\$ en 2024) relatifs à nos obligations au titre de nos régimes de retraite supplémentaires non enregistrés canadiens et américains, respectivement, 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	2025	2024	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Obligation au titre des prestations constituées	116	404	109	107
Juste valeur des actifs des régimes	—	283	—	—

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	
	2025	2024	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Obligation au titre des prestations projetées	431	428	111	107
Juste valeur des actifs des régimes	306	283	—	—

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	
	2025	2024	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Gains actuariels nets	(241)	(122)	(114)	(42)
Coût des services passés	—	—	6	5
Montant total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global ¹	(241)	(122)	(108)	(37)

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		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Coût des services ¹	97	103	81	67	60	40
Coût financier ²	181	186	184	80	69	47
Rendement prévu des actifs des régimes ²	(345)	(304)	(271)	(169)	(131)	(77)
Amortissement/règlement des (gains) pertes actuariels nets ²	—	4	—	(7)	7	(4)
Amortissement/réduction des crédits pour les services passés ²	—	—	—	(1)	(4)	—
(Crédit) coût net relatif aux prestations	(67)	(11)	(6)	(30)	1	6
Coût au titre des régimes à cotisations déterminées	12	12	12	—	—	—
(Crédit) coût net des prestations comptabilisé en résultat	(55)	1	6	(30)	1	6
Montant comptabilisé dans les autres éléments du résultat global :						
Reclassement de gains actuariels depuis les actifs réglementaires	—	—	—	(59)	—	—
Amortissement/règlement des gains actuariels nets	—	—	—	7	—	44
Amortissement/réduction des crédits pour les services passés	—	—	—	1	4	—
(Gains) pertes actuariels nets pour l'exercice	(119)	(173)	115	(20)	(116)	30
Montant total comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	(119)	(173)	115	(71)	(112)	34
Montant total comptabilisé dans le résultat global	(174)	(172)	121	(101)	(111)	40

¹ Comptabilisé au poste « Exploitation et administration » aux états consolidés des résultats.

² Comptabilisé au poste « Autres produits (charges) » aux 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		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Obligations au titre des prestations projetées						
Taux d'actualisation	5,0 %	4,7 %	4,6 %	5,4 %	5,5 %	4,7 %
Taux d'augmentation des salaires	3,0 %	3,0 %	3,0 %	2,5 %	2,6 %	2,6 %
Taux d'intérêt créditeur des soldes en trésorerie	S. O.	S. O.	S. O.	4,7 %	4,0 %	4,5 %
Coût net des prestations						
Taux d'actualisation	4,7 %	4,6 %	5,3 %	5,5 %	4,8 %	4,9 %
Taux de rendement des actifs des régimes	7,0 %	6,8 %	6,5 %	8,2 %	7,3 %	7,4 %
Taux d'augmentation des salaires	3,0 %	3,0 %	2,9 %	2,6 %	2,8 %	2,8 %
Taux d'intérêt créditeur des soldes en trésorerie	S. O.	S. O.	S. O.	4,0 %	4,4 %	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	2025	2024	2025	2024
<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	210	228	177	129
Coût des services	2	3	3	3
Coût financier	8	10	8	7
Cotisations des participants	—	—	5	5
Gains actuariels ¹	(5)	(21)	(3)	(9)
Prestations versées	(10)	(10)	(19)	(20)
Virement entrant	—	—	—	46
Modifications apportées aux régimes	(12)	—	(5)	—
Variation des taux de change	—	—	(7)	16
Obligation cumulée au titre des ACR à la fin de l'exercice	193	210	159	177
Variation des actifs des régimes				
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	—	—	278	187
Rendement réel des actifs des régimes	—	—	32	22
Cotisations de l'employeur	10	10	7	7
Cotisations des participants	—	—	5	5
Prestations versées	(10)	(10)	(19)	(20)
Virement entrant	—	—	—	55
Variation des taux de change	—	—	(14)	20
Autres	—	—	—	2
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	—	—	289	278
Situation de surcapitalisation (sous-capitalisation) à la fin de l'exercice	(193)	(210)	130	101
Montants présentés comme suit :				
Montants reportés et autres actifs	—	—	138	113
Autres passifs à court terme	(12)	(11)	—	—
Autres passifs à long terme	(181)	(199)	(8)	(12)
	(193)	(210)	130	101

¹ Attribuable essentiellement à l'augmentation du taux d'actualisation et à la modification des hypothèses et des données des participants servant au calcul des obligations au titre des prestations.

Certains de nos régimes d'ACR 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	2025	2024	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Obligation au titre des prestations constituées	193	210	26	100
Juste valeur des actifs des régimes	—	—	19	88

Montant comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global

Les montants avant impôts du cumul des autres éléments du résultat global relatifs à nos régimes d'ACR s'établissent comme suit :

31 décembre	Canada		États-Unis	
	2025	2024	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Gains actuariels nets	(98)	(99)	(109)	(103)
Crédits pour services passés	(10)	—	(9)	(16)
Montant total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global ¹	(108)	(99)	(118)	(119)

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	Canada			États-Unis		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Coût des services ¹	2	3	3	3	3	1
Coût financier ²	8	10	11	8	7	6
Rendement prévu des actifs des régimes ²	—	—	—	(17)	(15)	(11)
Amortissement/règlement des gains actuariels nets ²	(7)	(5)	(6)	(10)	(5)	(6)
Amortissement/réduction des crédits pour services passés ²	(2)	(1)	—	(12)	(6)	(8)
(Crédit) coût net relatif aux prestations comptabilisé en résultat	1	7	8	(28)	(16)	(18)
Montant comptabilisé dans les autres éléments du résultat global :						
Reclassement de gains actuariels depuis les actifs réglementaires	—	—	—	(2)	—	—
Amortissement/règlement des gains actuariels nets	7	5	6	10	5	6
Amortissement/réduction des crédits pour services passés	2	1	—	12	6	8
(Gains) pertes actuariels nets pour l'exercice	(6)	(22)	13	(14)	(12)	—
Crédits pour services passés	(12)	—	—	(5)	—	—
Montant total comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	(9)	(16)	19	1	(1)	14
Montant total comptabilisé dans le résultat global	(8)	(9)	27	(27)	(17)	(4)

¹ Comptabilisé au poste « Exploitation et administration » aux états consolidés des résultats.

² 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		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Obligations cumulées au titre des ACR						
Taux d'actualisation	4,9 %	4,7 %	4,6 %	5,1 %	5,3 %	4,7 %
Coût net des prestations						
Taux d'actualisation	4,7 %	4,6 %	5,3 %	5,3 %	5,5 %	4,9 %
Taux de rendement des actifs des régimes	S. O.	S. O.	S. O.	6,6 %	6,7 %	5,9 %

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	
	2025	2024	2025	2024
Taux tendanciels hypothétiques du coût des soins de santé pour le prochain exercice	4,0 %	4,0 %	4,9 %	3,2 %
Taux auquel le taux tendanciel du coût est présumé diminuer (taux tendanciel final)	4,0 %	4,0 %	4,4 %	3,7 %
Exercice au cours duquel le taux tendanciel final sera atteint	S. O.	S. O.	2024-2048	2023-2046

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	
		2025	2024		2025	2024
Titres de participation	46,3 %	42,4 %	39,1 %	43,3 %	46,0 %	44,8 %
Titres à revenu fixe	22,9 %	29,6 %	31,6 %	23,3 %	31,0 %	33,0 %
Placements non traditionnels ¹	30,8 %	28,0 %	29,3 %	33,4 %	23,0 %	22,2 %

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 un sommaire de 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 2025								
Trésorerie et équivalents de trésorerie	203	—	—	203	35	—	—	35
Titres de participation ⁴								
Titres canadiens	—	59	—	59	—	—	—	—
Titres mondiaux	167	2 002	—	2 169	27	990	—	1 017
Titres à revenu fixe ⁴								
Titres gouvernementaux	—	606	—	606	—	219	—	219
Titres de sociétés	—	744	—	744	—	431	—	431
Placements non traditionnels ⁵	—	—	1 469	1 469	—	—	510	510
Total de l'actif des régimes de retraite à la juste valeur	370	3 411	1 469	5 250	62	1 640	510	2 212
31 décembre 2024								
Trésorerie et équivalents de trésorerie	201	—	—	201	57	—	—	57
Titres de participation ⁴								
Titres canadiens	—	3	—	3	—	—	—	—
Titres mondiaux	134	1 817	—	1 951	27	954	—	981
Titres à revenu fixe ⁴								
Titres gouvernementaux	—	543	—	543	—	194	—	194
Titres de sociétés	—	838	—	838	—	474	—	474
Placements non traditionnels ⁵	—	—	1 464	1 464	—	—	488	488
Total de l'actif des régimes de retraite à la juste valeur	335	3 201	1 464	5 000	84	1 622	488	2 194

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 67 M\$ (77 M\$ en 2024) détenus indirectement 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	
	2025	2024	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
31 décembre				
Solde au début de l'exercice	1 464	1 290	488	433
Gains (pertes) réalisés et latents	(9)	104	7	63
Acquisitions et règlements, montant net	14	70	15	(8)
Solde à la fin de l'exercice	1 469	1 464	510	488

Régimes d'ACR

Le tableau ci-après présente un sommaire de 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 2025				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	11	—	—	11
Titres de participation				
Titres américains	—	56	—	56
Titres mondiaux	—	102	—	102
Titres à revenu fixe				
Titres gouvernementaux	65	7	—	72
Titres de sociétés	—	16	—	16
Placements non traditionnels ⁴	—	—	32	32
Total de l'actif des ACR à la juste valeur	76	181	32	289
31 décembre 2024				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4	—	—	4
Titres de participation				
Titres américains	—	52	—	52
Titres mondiaux	—	93	—	93
Titres à revenu fixe				
Titres gouvernementaux	71	6	—	77
Titres de sociétés	—	19	—	19
Placements non traditionnels ⁴	—	—	33	33
Total de l'actif des ACR à la juste valeur	75	170	33	278

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	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Solde au début de l'exercice	33	29
Gains (pertes) réalisés et latents	(1)	5
Acquisitions et règlements, montant net	—	(1)
Solde à la fin de l'exercice	32	33

PAIEMENTS PRÉVUS AU TITRE DES PRESTATIONS

Exercices clos les 31 décembre	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Régimes de retraite						
Canada	223	228	234	240	246	1 316
États-Unis	118	120	120	121	120	619
ACR						
Canada	12	12	12	12	12	64
États-Unis	14	14	14	14	14	64

COTISATIONS DE L'EMPLOYEUR PRÉVUES

En 2026, nous prévoyons cotiser environ 15 M\$ et 6 M\$, respectivement, aux régimes de retraite canadiens et américains, et 12 M\$ et 6 M\$, respectivement, aux régimes d'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 recevoir une cotisation de contrepartie équivalant à un certain pourcentage de leurs cotisations avant impôts, allant jusqu'à 6,0 % du salaire admissible par période de paie. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, le coût des cotisations de contrepartie de l'employeur avant impôts s'établissait à 39 M\$ (35 M\$ pour 2024 et 33 M\$ pour 2023).

26. CONTRATS DE LOCATION

PRENEUR

Nous engageons des charges au titre de contrats de location principalement à l'égard d'immeubles, de pipelines, d'installations de stockage et de matériel. Au 31 décembre 2025, la durée restante de ces contrats de location s'échelonnait de 1 mois à 40 ans.

Les charges liées aux contrats de location s'établissent comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Coûts liés aux contrats de location-exploitation ¹	101	132	131
Coûts liés aux contrats de location-financement :			
Amortissement d'actifs au titre des droits d'utilisation ²	56	20	21
Intérêts sur passifs au titre de contrats de location ²	29	18	14

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

2 L'amortissement d'actifs au titre des droits d'utilisation et les intérêts sur passifs au titre de contrats de location sont comptabilisés respectivement aux postes « Amortissement » et « Charge d'intérêts » aux états consolidés des résultats.

Les informations supplémentaires relatives aux contrats de location s'établissent comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Sorties de trésorerie relatives aux montants compris dans l'évaluation des passifs au titre de contrats de location			
Sorties de trésorerie liées aux activités d'exploitation – contrats de location-exploitation	102	128	129
Sorties de trésorerie liées aux activités d'exploitation – contrats de location-financement	25	13	2
Sorties de trésorerie liées aux activités de financement	54	13	17
Actifs au titre des droits d'utilisation obtenus en échange de passifs au titre de contrats de location			
Contrats de location-exploitation	164	258	67
Contrats de location-financement	148	2	250

Renseignements complémentaires sur les états de la situation financière

31 décembre	2025	2024
<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	597	785
Passifs à court terme au titre de contrats de location-exploitation ³	79	121
Passifs à long terme au titre de contrats de location-exploitation ³	587	738
Total des passifs au titre de contrats de location-exploitation	666	859
Contrats de location-financement		
Actifs au titre de droits d'utilisation aux termes de contrats de location-financement, montant net ⁴	554	294
Passifs à court terme au titre de contrats de location-financement ⁵	46	16
Passifs à long terme au titre de contrats de location-financement ⁵	531	300
Total des passifs au titre de contrats de location-financement	577	316
Durée restante moyenne pondérée		
Contrats de location-exploitation	14 ans	14 ans
Contrats de location-financement	28 ans	31 ans
Taux d'actualisation moyen pondéré		
Contrats de location-exploitation	4,8 %	4,8 %
Contrats de location-financement	5,7 %	5,8 %

1 Les actifs au titre de droits d'utilisation de sociétés affiliées, les passifs à court terme et à long terme au titre de contrats de locations de sociétés affiliées au 31 décembre 2025 s'établissaient respectivement à 35 M\$ (42 M\$ au 31 décembre 2024), à 6 M\$ (6 M\$ au 31 décembre 2024) et à 30 M\$ (37 M\$ au 31 décembre 2024).

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 aux postes « 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 2025, 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>		
2026	103	75
2027	96	62
2028	84	54
2029	67	44
2030	58	36
Par la suite	535	991
Total des paiements locatifs non actualisés	943	1 262
Moins les intérêts implicites	(277)	(685)
Total	666	577

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 ainsi qu'à nos actifs de production d'énergie éolienne. Au 31 décembre 2025, la durée restante de ces contrats de location-exploitation s'échelonnait de huit mois à 26 ans.

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Produits tirés des contrats de location-exploitation	235	229	241
Produits locatifs variables	336	321	299
Total des produits locatifs ¹	571	550	540

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 et de location-vente dans le cadre desquels nous sommes le bailleur, au 31 décembre 2025 :

	Contrats de location-exploitation	Contrats de location-vente
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
2026	211	117
2027	194	4
2028	190	5
2029	190	5
2030	175	5
Par la suite	1 221	187
Total des paiements locatifs futurs	2 181	323

27. AUTRES PRODUITS (CHARGES)

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Gain (perte) de change réalisé	(428)	121	(129)
Gain (perte) de change latent	1 136	(2 199)	821
Crédit au titre des prestations déterminées et des ACR, montant net	293	188	135
Autres	633	564	397
	1 634	(1 326)	1 224

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

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Comptes clients et produits non facturés	(516)	(1 638)	1 125
Montants à recevoir de sociétés affiliées	(3)	(23)	18
Stocks	(166)	177	763
Autres actifs à court et à long terme	(89)	(426)	1 301
Comptes fournisseurs et charges à payer	361	1 383	(1 542)
Montants à payer à des sociétés affiliées	22	(8)	(66)
Intérêts à payer	(54)	157	199
Autres passifs à court et à long terme	(960)	245	513
	(1 405)	(133)	2 311

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 de gaz naturel et de pétrole brut auprès de plusieurs de nos satellites sous influence notable, qui sont comptabilisés dans 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	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Transport et autres services	197	181	169
Exploitation et administration ¹	615	637	625
Coûts des marchandises	38	22	63
Coûts liés à la distribution de gaz	149	147	140

¹ Pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023, nos charges d'exploitation et d'administration attribuables au réseau de pétrole brut Seaway se sont établies respectivement à 621 M\$, à 650 M\$ et à 632 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.

Pour plus de détails sur les accords de garantie conclus avec des apparentés, se reporter à la note 12 – Entités à détenteurs de droits variables et à la note 31 – Garanties.

EMPRUNT AUPRÈS D'UNE SOCIÉTÉ AFFILIÉE

L'emprunt suivant contracté auprès d'une société affiliée est régi par des accords de prêt officiels :

31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
EIH S.à r.l. ¹	228	172

¹ Cet emprunt est libellé en euros. Au 31 décembre 2025, le solde en cours de cet emprunt à vue s'établissait à 141 M€ (116 M€ en 2024). Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, nous avons prélevé un montant de 25 M€ sur cet emprunt à vue. Cet emprunt à vue porte intérêt au taux de 3,10 %. Ces montants sont inscrits au poste « Autres passifs à court terme » aux états consolidés de la situation financière.

30. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

ENGAGEMENTS

Au 31 décembre 2025, 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	16 968	6 939	2 524	2 163	1 525	875	2 942
Contrats d'entretien ²	414	53	54	35	36	35	201
Engagements relatifs aux droits de passage ³	902	44	45	49	45	45	674
Total	18 284	7 036	2 623	2 247	1 606	955	3 817

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 compose 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.

AUTRES LITIGES

Nos filiales et nous faisons l'objet de diverses autres poursuites et procédures judiciaires et réglementaires 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.

ASSURANCE

Nous souscrivons une protection 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 ne sont pas tous assurables ou assurés par nous. Nous assurons nous-mêmes une part importante de certains risques par le biais de notre filiale qui est une société d'assurance captive entièrement détenue, 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 les primes, les modalités, les limites de la police ou les franchises peuvent varier considérablement en fonction de facteurs comme les conditions du marché. 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'ententes 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 2025, 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.

Pour plus de détails sur les accords de garantie conclus avec des apparentés, se reporter à la *note 12 – Entités à détenteurs de droits variables* et à la *note 29 – Opérations entre apparentés*.

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>					
2025					
Produits d'exploitation	18 502	14 876	14 639	17 177	65 194
Bénéfice d'exploitation	3 672	2 289	2 271	2 726	10 958
Bénéfice	2 490	2 321	847	2 131	7 789
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	2 364	2 279	788	2 060	7 491
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	2 261	2 177	682	1 952	7 072
Résultat par action ordinaire					
De base	1,04	1,00	0,30	0,89	3,23
Dilué	1,03	1,00	0,30	0,89	3,22
2024					
Produits d'exploitation	11 038	11 336	14 882	16 217	53 473
Bénéfice d'exploitation	2 711	2 273	2 218	2 447	9 649
Bénéfice	1 565	2 001	1 447	618	5 631
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	1 512	1 943	1 391	595	5 441
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	1 419	1 848	1 293	493	5 053
Résultat par action ordinaire					
De base	0,67	0,86	0,59	0,23	2,34
Dilué	0,67	0,86	0,59	0,23	2,34

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 2025, 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 et avec la participation 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 2025 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 2025.

L'efficacité de notre contrôle interne à l'égard de l'information financière a été auditée en date du 31 décembre 2025 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 2025.

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

Au cours du trimestre clos le 31 décembre 2025, notre contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucun changement important.

RUBRIQUE 9B. AUTRES RENSEIGNEMENTS

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). Au cours du quatrième trimestre de 2025, aucun de nos dirigeants ou administrateurs n'a adopté ou mis fin à un régime de négociation en vue de satisfaire les conditions du Règlement 10b5-1 ou pouvant constituer une méthode de négociation non conforme au Règlement 10b5-1, au sens de la rubrique 408 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 2025. 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 2025. 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.

Politiques et procédures relatives aux opérations d'initié

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 2025. 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 2025. 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 2025. 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 2025. 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 2025. 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(I) 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 Report of Foreign Issuer 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 Report of Foreign Issuer 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 Report of Foreign Issuer 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 (intégré par renvoi dans la pièce 3.1 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 12 avril 2018)</u>
<u>3.39</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>

4.3		Deuxième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 19 décembre 2016 (intégrée par renvoi dans le formulaire 6-K Report of Foreign Issuer d'Enbridge déposé le 20 décembre 2016)
4.4		Troisième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 14 juillet 2017 (intégrée par renvoi dans le formulaire 6-K Report of Foreign Issuer d'Enbridge déposé le 14 juillet 2017)
4.5		Quatrième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 1^{er} mars 2018 (intégrée par renvoi dans le rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 1^{er} mars 2018)
4.6		Sixième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc., Spectra Energy Partners, LP (à titre de garant), Enbridge Energy Partners, L.P. (à titre de garant) et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 13 mai 2019 (intégrée par renvoi dans la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-3 déposée le 17 mai 2019)
4.7		Septième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 8 juillet 2020 (intégrée par renvoi dans la pièce 4.1 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 8 juillet 2020)
4.8		Huitième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 28 juin 2021 (intégrée par renvoi dans la pièce 4.4 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 28 juin 2021)
4.9		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)
4.10		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)
4.11		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)
4.12		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)
4.13		Treizième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 27 juin 2024 (intégrée par renvoi dans la pièce 4.1 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 27 juin 2024)
4.14		Quatorzième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 27 juin 2024 (intégrée par renvoi dans la pièce 4.2 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 27 juin 2024)
4.15		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)
4.16	*	Description des titres inscrits aux termes de l'article 12 de la loi intitulée Securities Exchange Act, dans sa version modifiée

		Certains instruments définissant les droits des porteurs de titres de créance à long terme de la société inscrite et de ses filiales ont été omis conformément à l'Item 601(b)(4)(iii) du Regulation S-K. Par les présentes, la société inscrite s'engage à fournir à la SEC, sur demande, des copies desdits instruments.
<u>10.1</u>		<u>Entente de tarification pour le réseau principal de Pipelines Enbridge Inc. datée du 15 décembre 2023 (intégrée par renvoi à la pièce 10.1 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 8 mars 2024)</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 (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>10.8</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>10.9</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>10.10</u>	+	<u>Modification du contrat d'emploi pour les membres de la haute direction entre Enbridge Employee Services, Inc. et Cynthia Hanson, daté du 29 septembre 2025 (intégrée par renvoi dans la pièce 10.1 du formulaire 10-K d'Enbridge déposé le 7 novembre 2025)</u>
<u>10.11</u>	+	<u>Convention d'indemnité à l'égard des dirigeants et des administrateurs (2015) (intégrée par renvoi dans la pièce 10.11 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 15 février 2019)</u>
<u>10.12</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 n° 001-15254) déposé le 27 mars 2019)</u>
<u>10.13</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'attribution d'options sur actions d'Enbridge Inc. (2025) (intégré par renvoi dans la pièce 10.1 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 9 mai 2025)</u>
<u>10.14</u>	+	<u>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. (2025) (intégré par renvoi dans la pièce 10.2 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 9 mai 2025)</u>

<u>10.15</u>	+	<u>Modèle d'avis d'attribution d'actions restreintes en vertu du plan incitatif à long terme 2019 d'Enbridge Inc. et de convention d'attribution d'actions restreintes d'Enbridge Inc. (2025) (intégré par renvoi dans la pièce 10.3 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 9 mai 2025)</u>
<u>10.16</u>	+	<u>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 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>
<u>10.17</u>	+	<u>Modèle d'avis d'attribution d'options sur actions en vertu du plan incitatif à long terme 2019 et de convention d'attribution d'options sur actions d'Enbridge Inc. (2020) (intégré par renvoi dans la pièce 10.1 du rapport trimestriel d'Enbridge déposé sur formulaire 10-Q le 7 mai 2020)</u>
<u>10.18</u>	+	<u>Modèle d'avis d'attribution d'options sur actions 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)</u>
<u>10.19</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>10.20</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>10.21</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>10.22</u>	+	<u>Régime de rémunération des administrateurs d'Enbridge Inc. daté du 12 février 2025, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2025 (intégré par renvoi dans la pièce 10.4 du rapport trimestriel d'Enbridge sur formulaire 10-Q déposé le 9 mai 2025)</u>
<u>10.23</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>10.24</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>10.25</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>10.26</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>10.27</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>10.28</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 annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)</u>
<u>10.29</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) (intégré par renvoi dans la pièce 10.39 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 9 février 2024)</u>
<u>10.30</u>	*+	<u>Régime d'unités d'actions différées à la valeur d'actions des membres de la haute direction d'Enbridge Inc. en date du 1^{er} novembre 2025</u>

<u>10.31</u>	*+	<u>Régime de rémunération différée non admissible des membres de la haute direction d'Enbridge Employee Services, Inc. en date du 1^{er} novembre 2025</u>
<u>10.32</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>10.33</u>	+	<u>Modification n° 1 du régime de retraite complémentaire d'Enbridge (dans sa version modifiée et mise à jour en date du 1^{er} janvier 2018) (intégrée par renvoi dans la pièce 10.43 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 14 février 2025)</u>
<u>10.34</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>10.35</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>10.36</u>	+	<u>Modification 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>10.37</u>	+	<u>Modification 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>
<u>10.38</u>	+	<u>Modification 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)</u>
<u>10.39</u>	+	<u>Régime d'épargne-retraite des administrateurs de Spectra Energy Corp., dans sa version modifiée et mise à jour (intégré par renvoi dans la pièce 10.22 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)</u>
<u>10.40</u>	+	<u>Régime d'épargne-retraite de la haute direction de Spectra Energy Corp., dans sa version modifiée et mise à jour (intégré par renvoi dans la pièce 10.23 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)</u>
<u>10.41</u>	+	<u>Régime de retraite à solde de caisse de la haute direction de Spectra Energy, dans sa version modifiée et mise à jour (intégré par renvoi dans la pièce 10.24 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)</u>
<u>10.42</u>	+	<u>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)</u>
<u>10.43</u>	+	<u>Modèle de convention d'options d'achat d'actions de Spectra Energy Corp. (options d'achat d'actions non visées) (2016) aux termes du régime incitatif à long terme 2007 de Spectra Energy Corp. (intégré par renvoi dans la pièce 10.28 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)</u>
<u>10.44</u>	+	<u>Régime incitatif à long terme 2007 de Spectra Energy Corp. (dans sa version modifiée et mise à jour) (intégré par renvoi dans la pièce 10.32 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 16 février 2018)</u>
<u>10.45</u>	+	<u>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)</u>

10.46	+	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)
19.1		Lignes directrices d'Enbridge Inc. sur les déclarations d'initié (intégrées par renvoi dans la pièce 19.1 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 14 février 2025)
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 Sarbanes-Oxley Act of 2002
31.2	*	Attestation en vertu de l'article 302 de la loi intitulée Sarbanes-Oxley Act of 2002
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 Sarbanes-Oxley Act of 2002
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 Sarbanes-Oxley Act of 2002
97.1	+	Politique de récupération d'Enbridge Inc. à l'égard de la récupération obligatoire de toute attribution de rémunération incitative erronée (intégrée par renvoi dans la pièce 97.1 du rapport annuel d'Enbridge sur formulaire 10-K déposé le 9 février 2024)
101	*	Ensemble de documents Inline XBRL pour les états financiers consolidés et les notes afférentes de la partie II, rubrique 8, États financiers et données supplémentaires 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 nomme Reginald D. Hedgebeth, Patrick R. Murray et David Taniguchi, 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 13 février 2026

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 13 février 2026 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
(Principale cadre comptable)

/s/ Steven W. Williams

Steven W. Williams
Président 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/ Douglas L. Foshee

Douglas L. Foshee
Administrateur

/s/ Theresa B.Y. Jang

Theresa B.Y. Jang
Administratrice

/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

**Pièce 21.1 – Filiales de la société inscrite
Enbridge Inc.**

Raison sociale de l'entité	Territoire de résidence
1000778522 Ontario Inc.	Ontario
1090577 B.C. Unlimited Liability Company	Colombie-Britannique
1329165 Alberta Ltd.	Alberta
16709427 Canada Inc.	Canada
1682399 Ontario Corp.	Ontario
2099634 Ontario Limited	Ontario
2193914 Canada Limited	Canada
2562961 Ontario Ltd.	Ontario
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 Ltd.	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
Cambrian Energy/South-Tex Fort Smith Treaters, LLC	Texas
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
Clear Fork Creek Solar LLC	Delaware
Cone Renewable Energy Project, LLC	Texas

Copiah Storage, LLC	Delaware
Cruickshank Wind Farm Ltd.	Ontario
East Tennessee Natural Gas, LLC	Tennessee
East Texas Renewables, LLC	Texas
Eddystone Rail Company, LLC	Delaware
Edinburg Renewables, LLC	Texas
Egan Hub Storage, LLC	Delaware
EIF US Holdings Inc.	Delaware
EIH S.à r.l.	Luxembourg
Enbridge Acre Inc.	Canada
Enbridge Alberta Hydrogen Holdings Inc.	Canada
Enbridge Alliance (Canada) Management Inc.	Canada
Enbridge Alliance (U.S.) Management LLC	Delaware
Enbridge Alternative Fuel, LLC	Ohio
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 Bakken Pipeline Company Inc.	Canada
Enbridge Bakken Pipeline Limited Partnership	Alberta
Enbridge Battery (Cowboy I), LLC	Delaware
Enbridge Battery (Cowboy II), LLC	Delaware
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 Clean Energy Enterprises Inc.	Caroline du Nord
Enbridge Commercial Trust	Alberta
Enbridge Emerging Technology Inc.	Canada
Enbridge Employee Services Canada Inc.	Canada
Enbridge Employee Services, Inc.	Delaware
Enbridge Energy Company, Inc.	Delaware
Enbridge Energy Distribution Inc.	Canada
Enbridge Energy, Limited Partnership	Delaware
Enbridge Energy Management, L.L.C.	Delaware
Enbridge Energy Partners, L.P.	Delaware

Enbridge EOG Holdings, LLC	Delaware
Enbridge EOG Holdings II Corporation	Utah
Enbridge Éolien France S.à r.l.	Luxembourg
Enbridge Éolien France 2 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 Luxembourg S.à.r.l.	Luxembourg
Enbridge France SAS	France
Enbridge Frontier Inc.	Canada
Enbridge Gas Inc.	Ontario
Enbridge Gas Projects, LLC	Delaware
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 (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 (Emerging Fuels), LLC	Delaware
Enbridge Holdings (Frontier) Inc.	Delaware
Enbridge Holdings (Gray Oak) LLC	Delaware
Enbridge Holdings (Green Energy) L.L.C.	Delaware
Enbridge Holdings (IDR) L.L.C.	Delaware
Enbridge Holdings (Lightning), LLC	Delaware
Enbridge Holdings (LNG) L.L.C.	Delaware
Enbridge Holdings (Mississippi) L.L.C.	Delaware
Enbridge Holdings (Multiply), LLC	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 (Onstream CO2), LLC	Delaware
Enbridge Holdings (Pelican), LLC	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 (SIC), LLC	Delaware

Enbridge Holdings (Texas COLT) LLC	Delaware
Enbridge Holdings (Thunder), 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 Hydrogen (Mach2), LLC	Delaware
Enbridge Hydropower Holdings Inc.	Canada
Enbridge Income Fund	Alberta
Enbridge Income Partners Holdings Inc.	Saskatchewan
Enbridge Ingleside, LLC	Delaware
Enbridge Ingleside Cactus II Holdings, LLC	Texas
Enbridge Ingleside Energy Center, LLC	Delaware
Enbridge Ingleside Holdings, LLC	Delaware
Enbridge Ingleside LPG Pipeline, LLC	Delaware
Enbridge Ingleside LPG Terminal, LLC	Delaware
Enbridge Ingleside Oil Pipeline, LLC	Delaware
Enbridge Ingleside Oil Terminal, LLC	Delaware
Enbridge Ingleside Operating, LLC	Delaware
Enbridge Ingleside Terminal Services, LLC	Delaware
Enbridge (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 (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 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 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 (L3R) L.L.C.	Delaware
Enbridge Pipelines (Lakehead) L.L.C.	Delaware
Enbridge Pipelines (Louisiana CO2), LLC	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 Pipelines Inc.	Canada
Enbridge Pipelines Mainline GP Inc.	Canada
Enbridge Pipelines Mainline Limited Partnership	Alberta
Enbridge Pipelines Mainline LP Inc.	Canada
Enbridge Power Development Canada Inc.	Canada
Enbridge Power Development (U.S.), LLC	Delaware
Enbridge Power Operations Services Inc.	Canada
Enbridge PSNC Holdings, LLC	Delaware
Enbridge PSNC Holdings II, LLC	Delaware
Enbridge Questar Holdings, LLC	Delaware
Enbridge Questar Holdings II, LLC	Delaware
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 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 Seven Stars Energy GP Inc.	Canada
Enbridge SL Holdings LP	Alberta
Enbridge Solar (Adams), LLC	Delaware
Enbridge Solar (Cass Lake), LLC	Delaware
Enbridge Solar (Cowboy I), LLC	Delaware
Enbridge Solar (Cowboy II), LLC	Delaware
Enbridge Solar (Deer River), 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 (Sequoia I), LLC	Delaware
Enbridge Solar (Sequoia II), LLC	Delaware
Enbridge Solar (Vesper), LLC	Delaware
Enbridge Southdown Inc.	Ontario
Enbridge Southern Lights GP Inc.	Canada
Enbridge Southern Lights LP	Alberta
Enbridge Storage (Cushing) L.L.C.	Delaware
Enbridge Storage (North Dakota) L.L.C.	Delaware
Enbridge Storage (Patoka) L.L.C.	Delaware
Enbridge Sustain Finance Inc.	Canada
Enbridge Sustain Inc.	Canada
Enbridge Sustainable Energy Solutions 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.) Gas Distribution, LLC	Virginie
Enbridge (U.S.) Inc.	Delaware
Enbridge Wabamun East Inc.	Alberta
Enbridge Wabamun Holdings Inc.	Alberta

Enbridge Wabamun Hub Ltd.	Alberta
Enbridge Wabamun Inc.	Alberta
Enbridge Wabamun North GP 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 (Easter), LLC	Texas
Enbridge Wind Energy Inc.	Canada
Enbridge Wind Power General Partnership	Alberta
Enbridge Wind (Red River), LLC	Delaware
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
Fox Squirrel JV, LLC	Delaware
Fox Squirrel Solar LLC	Delaware
Garden Banks Gas Pipeline, LLC	Delaware
Garland Renewables, LLC	Texas
Gazifère Inc.	Québec
Generation Pipeline LLC	Ohio
Gichigami Wind GP Inc.	Canada
GLB Energy Management Inc.	Canada
Gray Oak Pipeline, LLC	Delaware
Great Lakes Basin Energy LP	Ontario
Greenwich Windfarm GP Inc.	Canada
Greenwich Windfarm, LP	Ontario
Gulfstream Management & 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
Maple Power Ltd	Royaume-Uni
Maple Power SAS	France
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
Melissa Renewables, LLC	Texas
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
North Dakota Pipeline Company LLC	Delaware
Northern Gateway Pipelines Inc.	Canada
Northern Gateway Pipelines Limited Partnership	Alberta
Oceanus Pipeline Company, LLC	Delaware
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
Pine Hill Renewables, LLC	Texas
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
PSNC Blue Ridge Corporation	Caroline du Nord
PSNC Cardinal Pipeline Company	Caroline du Nord
Public Service Company of North Carolina, Incorporated	Caroline du Sud
Questar Gas Company	Utah
Questar InfoComm, Inc.	Utah
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
Seven Stars Energy Limited Partnership	Alberta
Silver State Solar Power North, LLC	Delaware
South Texas Trail Pipeline, LLC	Delaware
Southeast Supply Header, LLC	Delaware
Southern Illinois Connector LLC	Texas
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
SunBridge Wind Power Project	Alberta
Sunwest Heartland Terminals Ltd.	Alberta
Talbot Windfarm GP Inc.	Canada
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
The East Ohio Gas Company	Ohio
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 Energy GP Inc.	Colombie-Britannique
Westcoast Energy Limited Partnership	Colombie-Britannique
Westcoast Energy LP Inc.	Canada
Westcoast Connector Gas Transmission Ltd.	Colombie-Britannique
Westcoast Energy Inc.	Canada
Westcoast Energy (U.S.) LLC	Delaware
Westcoast Energy Ventures Inc.	Canada
Wexpro Company	Utah
Wexpro II Company	Utah
Wexpro Development Company	Utah
Wexpro Services Co.	Utah
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 2025, 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 d'Enbridge 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 1,60 % échéant en 2026
2. Billets de premier rang à 5,90 % échéant en 2026
3. Billets de premier rang à 4,25 % échéant en 2026
4. Billets de premier rang à 5,25 % échéant en 2027
5. Billets de premier rang à 3,70 % échéant en 2027
6. Billets de premier rang à 4,60 % échéant en 2028
7. Billets de premier rang à 6,00 % échéant en 2028
8. Billets de premier rang à 4,20 % échéant en 2028
9. Billets de premier rang à 5,30 % échéant en 2029
10. Billets de premier rang à 3,13 % échéant en 2029
11. Billets de premier rang à 4,90 % échéant en 2030
12. Billets de premier rang à 6,20 % échéant en 2030
13. Billets de premier rang à 4,50 % échéant en 2031
14. Billets de premier rang liés à la durabilité à 5,70 % échéant en 2033
15. Billets de premier rang liés à la durabilité à 2,50 % échéant en 2033
16. Billets de premier rang à 5,63 % échéant en 2034
17. Billets de premier rang à 5,55 % échéant en 2035
18. Billets de premier rang à 5,20 % échéant en 2035
19. Billets de premier rang à 4,50 % échéant en 2044
20. Billets de premier rang à 5,50 % échéant en 2046
21. Billets de premier rang à 4,00 % échéant en 2049
22. Billets de premier rang à 3,40 % échéant en 2051
23. Billets de premier rang à 6,70 % échéant en 2053
24. Billets de premier rang à 5,95 % échéant en 2054

**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 : 13 février 2026

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 : 13 février 2026

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 2025, 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 : 13 février 2026

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 2025, 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 : 13 février 2026

Par : /s/ Patrick R. Murray

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