



ENBRIDGE INC.
RAPPORT DE GESTION
31 décembre 2025

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 détenons 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.

INFORMATION PROSPECTIVE

Le présent rapport de gestion 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 des 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 de gestion 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 de gestion 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

Le présent rapport de gestion 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.

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 avantage 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 bénéficiaires.

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 <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	2025	2024	2023
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 gèrera l'aspect séquestration du projet, tandis qu'Enbridge gèrera 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 emprises 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	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
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 <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	2025	2024	2023
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 garanties ») ne sont pas parties à la convention de garantie à l'égard d'une filiale et ne garantissent en aucune façon les séries de billets de premier rang d'Enbridge en circulation.

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

Billets de SEP¹	Billets d'EEP²
Billets de premier rang à 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 garanties pour ce qui est des actifs de ces dernières.

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

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

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

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

Selon les modalités de l'accord de garantie et des actes 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 curiæ 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 curiæ 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 recouverts 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 recouverts auprès des utilisateurs du réseau sur approbation de la Régie. À la suite de l'approbation définitive par la Régie d'un mécanisme de prélèvement et d'un mécanisme de mise de côté aux termes de l'ICQF, nous avons commencé à prélever et à mettre de côté des fonds pour parer aux coûts futurs de cessation d'exploitation à compter du 1^{er} janvier 2015. Les fonds prélevés sont détenus en fiducie conformément à la décision de la Régie. Les fonds prélevés auprès des expéditeurs sont comptabilisés dans les produits d'exploitation liés aux services de transport et à d'autres services, et dans les placements 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*.