



## COMMUNIQUÉ

### **Enbridge annonce des résultats financiers records pour l'exercice 2023, confirme ses prévisions financières pour 2024 et fait progresser ses priorités stratégiques**

CALGARY (ALBERTA), le 9 février 2024 /CNW/ – Enbridge Inc. (« Enbridge » ou la « société ») (TSX : ENB) (NYSE : ENB) a annoncé aujourd'hui ses résultats financiers pour le quatrième trimestre de 2023, a confirmé ses prévisions financières pour 2024 et a présenté un compte rendu trimestriel.

#### **Points saillants**

*(Tous les montants sont non audités et sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. L'astérisque (\*) signale une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la section en annexe « Rapprochement des mesures hors PCGR ».)*

- Bénéfice conforme aux PCGR de 5,8 G\$, ou 2,84 \$ par action ordinaire, pour l'exercice, comparativement à un bénéfice conforme aux PCGR de 2,6 G\$, ou 1,28 \$ par action ordinaire, en 2022
- Bénéfice ajusté\* de 5,7 G\$, ou 2,79 \$ par action ordinaire\*, comparativement à 5,7 G\$, ou 2,81 \$ par action ordinaire, en 2022
- Bénéfice ajusté avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA »)\* de 16,5 G\$, soit une hausse de 6 %, comparativement à 15,5 G\$ en 2022
- Rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation de 14,2 G\$, comparativement à 11,2 G\$ en 2022
- Flux de trésorerie distribuables (« FTD »)\* de 11,3 G\$, soit une hausse de 0,3 G\$, comparativement à 11,0 G\$ en 2022
- Atteinte des prévisions financières pour la 18<sup>e</sup> année consécutive, ce qui démontre la stabilité et la prévisibilité des activités d'Enbridge
- Confirmation des prévisions financières pour le BAIIA et les FTD de l'exercice 2024. Les acquisitions de services publics gaziers annoncées le 5 septembre 2023 (les « acquisitions ») devraient être conclues à différents moments au cours de 2024 et ne sont pas prises en compte dans les prévisions financières pour 2024
- Augmentation du dividende trimestriel de 3,1 % en 2024, pour le porter à 0,915 \$ par action (dividende annualisé de 3,66 \$), soit une hausse annuelle pour la 29<sup>e</sup> année d'affilée
- Annonce de la vente de la participation de 50 % de la société dans le pipeline Alliance (« Alliance ») et de sa participation de 42,7 % dans Aux Sable à Pembina Pipeline Corporation, selon une valorisation attrayante, pour un montant de 3,1 G\$
- Dépôt des demandes exigées par les principaux organismes de réglementation fédéraux et étatiques aux fins de l'obtention de toutes les approbations réglementaires en vue de clore les acquisitions en cours et d'obtenir le financement d'environ 85 % du prix d'achat total

- Dépôt auprès de la Régie de l'énergie du Canada (la « Régie »), le 15 décembre 2023, de l'entente de tarification pour le réseau principal (« ETRP ») approuvée par le secteur
- Conclusion de l'appel au marché exécutoire élargi et entièrement souscrit pour le service de livraison sur la côte américaine du golfe du Mexique par l'intermédiaire du pipeline Flanagan Sud (« PFS ») d'une capacité de 110 kb/j visée par des engagements sur la totalité du réseau principal.
- Annonce et conclusion d'un appel au marché sursouscrit pour le pipeline Southern Lights pour une capacité existante de 165 kb/j visée par des engagements jusqu'en 2030
- Annonce de la conclusion d'une entente définitive visant la participation à la construction et à l'exploitation de la première phase du projet d'énergie solaire Fox Squirrel grâce à une participation de 50 % dans cette coentreprise avec EDF Renewables
- Solide situation financière à la fin de 2023, avec un ratio dette/BALIA de 4,1 fois, sous la cible de 4,5 à 5,0 fois, ce qui reflète l'important financement préalable obtenu avant la clôture des acquisitions

## COMMENTAIRE DU CHEF DE LA DIRECTION

« Je suis heureux d'annoncer que nous avons, encore une fois cette année, enregistré une solide performance en matière de sécurité et d'exploitation de même que sur le plan des résultats financiers, à l'échelle de l'entreprise. Bien que l'instabilité géopolitique, l'inflation persistante et la hausse des taux d'intérêt se soient répercutées sur le secteur de l'énergie en Amérique du Nord, Enbridge a pu réaliser ses prévisions financières pour une 18<sup>e</sup> année consécutive. Grâce à nos activités stables, à faible risque et diversifiées, nous sommes toujours en bonne posture pour augmenter le bénéfice et les dividendes pour nos actionnaires au cours des années à venir », a déclaré Greg Ebel, président et chef de la direction d'Enbridge.

« L'équipe Enbridge n'a pas ménagé ses efforts pour réaliser ses priorités stratégiques. En 2023, nous avons annoncé des acquisitions attrayantes d'environ 23 G\$, mis en service des projets garantis de 2 G\$ et approuvé de nouveaux projets de croissance interne de 10 G\$. Nous avons également annoncé la vente d'actifs de 3,1 G\$ selon des valorisations attrayantes et l'obtention d'environ 85 % du financement de 19,1 G\$ nécessaire à l'acquisition de services publics gaziers.

« Nous avons respecté nos priorités en matière de répartition du capital, alors que nous avons continué de faire croître la société tout en maintenant notre ratio d'endettement cible et en remettant du capital à nos actionnaires au moyen d'un dividende durable et croissant.

« Dans notre secteur Oléoducs, tous nos réseaux ont connu un taux d'utilisation élevé et ont enregistré de multiples records en matière de débit. Sur le réseau principal, nous avons transporté des volumes de 3,1 Mb/j en moyenne pour l'exercice, la fin de l'exercice ayant été marquée par un taux de 3,26 Mb/j en décembre. L'ETRP approuvée par le secteur et annoncée en mai contribuera à assurer une utilisation élevée et des normes de service de premier ordre durant de nombreuses années. Sur la côte américaine du golfe du Mexique, le centre énergétique Ingleside d'Enbridge (« EIEC ») et Gray Oak ont tous deux établi des records annuels en matière de débit. L'infrastructure d'Enbridge sur la côte américaine du golfe du Mexique permet d'offrir aux clients le tracé le plus économique depuis le bassin permien jusqu'aux marchés côtiers, et nous sommes en bonne position pour tirer parti de la production croissante dans le bassin permien.

« Dans le secteur Transport de gaz, nous poursuivons l'agrandissement de nos infrastructures actuelles afin de soutenir la croissance de la demande de gaz naturel sûr, fiable et abordable. Nous avons ajouté plus de 100 Gpi<sup>3</sup> d'espace de stockage du gaz combiné entre Aitken Creek, en Colombie-Britannique, et Tres Palacios, sur la côte américaine du golfe du Mexique. Dans le nord-est des États-Unis, nous avons réalisé un appel au marché pour le pipeline Algonquin afin d'étendre les livraisons jusqu'en Nouvelle-Angleterre. Enfin, nous avons conclu l'acquisition des six premières installations permettant la production de gaz naturel renouvelable à partir de sites d'enfouissement auprès de Morrow Renewables. [Projet Multiply]

« Dans notre secteur Distribution de gaz, nous avons annoncé que nous comptons tirer parti d'une rare occasion d'acquérir des services publics gaziers d'envergure selon des multiples historiquement attrayants. Ces actifs sont exploités dans des territoires favorables au gaz et devraient avoir un effet positif au cours de leur première année complète de détention. Notre entreprise de distribution de gaz pro forma pourra livrer environ 9,3 Gpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel à 7 millions de clients, ce qui en fera la plus grande plateforme de services publics gaziers en Amérique du Nord. Ces acquisitions devraient permettre d'équilibrer la composition du bénéfice d'Enbridge, lequel devrait provenir dans une proportion d'environ 50 % du gaz naturel et de l'énergie renouvelable, et d'environ 50 % des liquides.

« En Ontario, EGI a raccordé environ 46 000 nouveaux clients à notre réseau. Nous avons également reçu la décision de la Commission de l'énergie de l'Ontario à l'égard de la phase 1 de notre demande de modification des tarifs de 2024. Nous travaillons activement avec le gouvernement de l'Ontario pour remédier aux préoccupations que suscite cette décision au sujet de l'abordabilité, du choix des clients et de la fiabilité de l'alimentation au gaz dans les collectivités et le secteur industriel de l'Ontario.

« Dans le secteur Énergie renouvelable, notre envergure permet à Enbridge de continuer de trouver des projets triés sur le volet susceptibles de créer de la valeur. En 2023, nous avons conclu l'acquisition de participations économiques supplémentaires dans les installations éoliennes extracôtières Hohe See et Albatros, situées au large de l'Allemagne, et nous avons annoncé la construction et l'exploitation conjointes du projet d'énergie solaire Fox Squirrel. Ces projets devraient avoir un effet positif immédiat sur les FTD par action et contribuer à nos objectifs de croissance et de transition énergétique. Au large de la France, 50 % des turbines ont été installées sur le site de Fécamp, et il est prévu que ce projet de 497 MW entre en exploitation commerciale au cours des prochains mois.

« Notre proposition de valeur repose sur notre approche disciplinée en matière d'investissement et de perspectives financières équilibrées. Dans l'avenir, nous continuerons d'élargir et de moderniser nos infrastructures, de générer de la croissance et de réduire les émissions découlant de nos activités. Nous sommes d'avis que notre solide bilan, notre carnet de projets de croissance garantis, nos capacités éprouvées d'exécution et la croissance de nos dividendes nous permettront de créer de la valeur pour nos actionnaires.

« Enbridge a à cœur d'être le premier choix de ses clients, de ses actionnaires, des organismes de réglementation, des décideurs politiques, de ses employés et des collectivités qu'elle sert. Je suis fier de tout ce que nous avons accompli cette année et je suis impatient de tirer parti de cette réussite pour continuer de positionner Enbridge comme un fournisseur d'énergie et une occasion d'investissement de premier choix. »

## SOMMAIRE DES RÉSULTATS FINANCIERS

Les résultats financiers des trimestres et des exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022 sont résumés dans le tableau ci-après :

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action; nombre d'actions en millions)</i>				
Bénéfice (perte) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires conforme aux PCGR	<b>1 726</b>	(1 067)	<b>5 839</b>	2 589
Bénéfice (perte) par action ordinaire conforme aux PCGR	<b>0,81</b>	(0,53)	<b>2,84</b>	1,28
Rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation	<b>3 812</b>	3 613	<b>14 201</b>	11 230
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	<b>4 107</b>	3 911	<b>16 454</b>	15 531
Bénéfice ajusté <sup>1</sup>	<b>1 363</b>	1 271	<b>5 743</b>	5 692
Bénéfice ajusté par action ordinaire <sup>1</sup>	<b>0,64</b>	0,63	<b>2,79</b>	2,81
Flux de trésorerie distribuables <sup>1</sup>	<b>2 732</b>	2 663	<b>11 267</b>	10 983
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	<b>2 126</b>	2 025	<b>2 056</b>	2 025

<sup>1</sup> Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la section en annexe « Rapprochement des mesures hors PCGR ».

Au quatrième trimestre de 2023, le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires conforme aux PCGR a augmenté de 2 793 M\$, ou 1,34 \$ par action, par rapport à celui de la période correspondante de 2022, principalement en raison de l'absence en 2023 d'une perte de valeur hors trésorerie de l'écart d'acquisition de 2,5 G\$ relativement à notre secteur Transport de gaz en raison de la hausse du coût du capital, en plus des facteurs d'exploitation décrits en détail ci-après.

Pour l'exercice 2023, le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires conforme aux PCGR a été influé positivement par la perte de valeur de l'écart d'acquisition comptabilisée en 2022 susmentionnée et par un gain net hors trésorerie latent de 1 127 M\$ (856 M\$ après impôts) lié à la juste valeur d'instruments dérivés en 2023, comparativement à une perte nette latente de 1 246 M\$ (950 M\$ après impôts) en 2022, ce qui reflète les variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change, le risque de taux d'intérêt et le risque lié aux prix des marchandises. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'absence en 2023 d'un gain hors trésorerie de 1,1 G\$ (732 M\$ après impôts) à la clôture de l'opération de fusion de coentreprises avec Phillips 66 (« P66 ») ayant donné lieu à la restructuration de notre participation économique effective dans Gray Oak et DCP Midstream LLC (« DCP ») et par la perte réalisée de 638 M\$ (479 M\$ après impôts) attribuable à la résiliation des couvertures de change, puisque l'entente de tarification négociée pour le réseau principal ne présente pas les risques de change inhérents au cadre de l'entente de tarification concurrentielle (« ETC »).

La comparabilité d'une période à l'autre du bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires conforme aux PCGR subit l'incidence de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, qui sont indiqués dans le tableau présentant le rapprochement joint à l'annexe A du présent communiqué. Il y a lieu de consulter le rapport de gestion annuel de 2023 de la société déposé de concert avec les états financiers de l'exercice pour un commentaire détaillé sur les résultats financiers conformes aux PCGR.

Au quatrième trimestre de 2023, le BAIIA ajusté a augmenté de 196 M\$ comparativement à celui de la période correspondante de 2022. Cette hausse est principalement attribuable à l'augmentation des volumes sur le réseau principal, à l'apport accru du réseau de la côte du golfe du Mexique et du milieu du continent en raison de volumes plus élevés transportés sur le PFS et de volumes records exportés à partir de l'EIEC, à la hausse des tarifs des services publics et de la clientèle au Canada, à l'échéance de certains engagements liés au transport dans le secteur Services énergétiques, et à des taux de règlement favorables pour les couvertures du dollar américain par rapport au dollar canadien. Ces facteurs ont été annulés en partie par la baisse des tarifs sur le réseau principal à compter du 1<sup>er</sup> juillet, les droits supplémentaires moins élevés dans le cadre du projet de remplacement de la canalisation 3 (« L3R ») et le moment de la comptabilisation des produits découlant du règlement du dossier tarifaire de Texas Eastern en 2022.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, le BAIIA ajusté a progressé de 0,9 G\$ comparativement à celui de 2022. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence des facteurs d'exploitation susmentionnés ainsi qu'à l'apport de Tres Palacios depuis son acquisition et à la conversion du bénéfice libellé en dollars américains. Le taux de change moyen entre le dollar canadien et le dollar américain a été de 1,35 \$ en 2023, comparativement à 1,30 \$ en 2022. Ces facteurs positifs ont été en partie contrebalancés par la diminution du bénéfice tiré de notre participation dans DCP en raison de la réduction de notre participation à la suite de l'opération de fusion de coentreprises conclue avec P66 au troisième trimestre de 2022 et de la baisse des prix des marchandises s'étant répercutée sur DCP et Aux Sable.

Le bénéfice ajusté a augmenté de 92 M\$, ou 0,01 \$ par action, au quatrième trimestre de 2023, principalement en raison de la hausse des apports au BAIIA ajusté susmentionnée, contrebalancée en partie par l'accroissement des coûts de financement attribuable à la hausse des taux d'intérêt et à l'augmentation de la charge d'amortissement des nouveaux actifs acquis et mis en service au cours de l'exercice précédent.

Le bénéfice ajusté de l'exercice clos le 31 décembre 2023 a augmenté de 51 M\$ et diminué de 0,02 \$ par action comparativement à celui de la période correspondante de 2022, en raison surtout des facteurs susmentionnés ainsi que de l'augmentation du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle provenant de la vente d'une participation hors exploitation de 11,57 % dans sept pipelines exploités par Enbridge à Athabasca Indigenous Investments au troisième trimestre de 2022.

Au quatrième trimestre de 2023, les FTD ont augmenté de 69 M\$, en raison surtout de la hausse des apports au BAIIA ajusté susmentionnés ainsi que de l'incidence positive de l'échéancier des décaissements au titre des investissements de maintien et de la baisse des impôts exigibles pour la période, ces facteurs étant annulés en partie par l'augmentation des coûts de financement attribuable à la hausse des taux d'intérêt et par une baisse du montant net des distributions supérieures à la quote-part du bénéfice des satellites.

Les FTD de l'exercice clos le 31 décembre 2023 ont augmenté de 284 M\$ comparativement à ceux de 2022. Cette hausse est essentiellement attribuable aux facteurs d'exploitation susmentionnés de même qu'à l'augmentation de l'excédent des distributions en trésorerie annuelles sur la quote-part du bénéfice des satellites provenant de Gray Oak et de DCP pour l'exercice, ces facteurs étant annulés en partie par l'augmentation des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle provenant de la vente d'une participation hors exploitation de 11,57 % dans sept pipelines exploités par Enbridge à Athabasca Indigenous Investments ainsi que par l'accroissement des investissements de maintien à l'échelle de l'entreprise.

Les indicateurs par action, tant pour l'exercice que pour le trimestre, ont été touchés par le placement d'actions par prise ferme au troisième trimestre de 2023 dans le cadre du financement préalable des acquisitions en cours et du processus de réduction des risques du programme de financement s'y rattachant.

La rubrique *Résultats financiers du quatrième trimestre de 2023* ci-après présente de l'information financière détaillée ainsi qu'une analyse des résultats.

## **PERSPECTIVES FINANCIÈRES**

La société a surpassé ses prévisions financières de mi-exercice 2023 tant pour le BAIIA que pour les FTD, ce qui reflète une croissance résiliente ancrée dans ses activités ainsi que la nature très prévisible de ses résultats. Enbridge a atteint ses prévisions financières annuelles pour une 18<sup>e</sup> année consécutive.

La société réaffirme ses prévisions financières pour 2024 à l'égard du BAIIA ajusté et des FTD. Les prévisions financières d'Enbridge ne tiennent pas compte de l'apport au BAIIA et aux FTD des acquisitions annoncées le 5 septembre 2023.

En 2024, la croissance devrait être stimulée par l'apport des récentes acquisitions ainsi que par les actifs mis en service et les hausses de tarifs, ces facteurs étant atténués par la baisse des tarifs sur le réseau principal ainsi que par l'augmentation des coûts de financement et par la hausse des impôts exigibles.

Enbridge a majoré le dividende trimestriel de 2024 de 3,1 % pour le porter à 0,915 \$ (dividende annualisé de 3,66 \$) par action à compter du dividende payable le 1<sup>er</sup> mars 2024 aux actionnaires inscrits en date du 15 février 2024.

## **MISE À JOUR SUR LE FINANCEMENT**

### **Financement préalable des acquisitions**

Depuis l'annonce des acquisitions, Enbridge a mobilisé aux fins du financement préalable une somme d'environ 10 G\$ sur la contrepartie totale en trésorerie de 12,8 G\$ (9,4 G\$ US), ce qui réduit considérablement le risque inhérent à l'exécution du programme de financement de la société.

Ce financement préalable comprend l'émission de 102,9 millions d'actions ordinaires pour un produit brut d'environ 4,6 G\$ CA, compte tenu de l'option de surallocation de 15 % des preneurs fermes. La société a également émis des billets subordonnés hybrides de 60 ans aux États-Unis d'un montant de 2,0 G\$ US de même que des billets subordonnés hybrides de 60 ans au Canada d'un montant de 1,0 G\$ (collectivement, l'« émission de billets hybrides »), qui seront partiellement traités comme des capitaux propres par les agences d'évaluation du crédit. Au moment de leur émission, ces billets hybrides ont fait l'objet de couvertures substantielles à des taux d'intérêt inférieurs aux taux en vigueur sur le marché. Au quatrième trimestre, Enbridge a annoncé la vente de sa participation dans le pipeline Alliance et dans Aux Sable pour un montant de 3,1 G\$. Une partie du produit de la vente sera utilisé pour financer les acquisitions, et le reste sera affecté à la réduction de la dette.

Enbridge prévoit utiliser le produit net total des initiatives de financement préalable susmentionnées pour rembourser sa dette actuelle à court terme et, ultimement, pour financer une partie de la contrepartie en trésorerie totale payable dans le cadre des acquisitions. Les exigences de financement restantes pourront aisément être satisfaites au moyen de diverses options, notamment l'émission de billets de premier rang non garantis, le programme de recyclage du capital continu de la société, la réactivation possible du régime de réinvestissement des dividendes d'Enbridge et les émissions d'actions ordinaires au cours du marché.

## **Généralités**

Le 6 novembre 2023, Enbridge Inc. a émis des billets de premier rang totalisant 3,5 G\$ US, soit des billets de premier rang de trois ans d'un montant de 750 M\$ US, des billets de premier rang de cinq ans d'un montant de 750 M\$ US, des billets de premier rang de 7 ans d'un montant de 750 M\$ US et des billets de premier rang de 30 ans d'un montant de 1,25 G\$ US.

Le produit de ces placements a servi au remboursement de la dette à court terme, au paiement de dépenses en immobilisations, notamment d'acquisitions complémentaires, et à des fins générales de la société.

## **MISE À JOUR SUR L'EXÉCUTION DES PROJETS DE CROISSANCE GARANTIS**

En 2023, Enbridge a mis en service des projets de croissance de plus de 2 G\$, qui se composent essentiellement des projets de croissance visant les services publics du secteur Distribution de gaz totalisant 1,2 G\$ en 2023, du programme de modernisation de 2023 du secteur Transport de gaz d'un montant de 0,6 G\$ US et de la première phase du projet d'énergie solaire Fox Squirrel.

Au cours de 2023, Enbridge a approuvé de nouveaux projets de croissance interne de 10 G\$, qui se composent principalement du programme de croissance des services publics gaziers aux États-Unis (en présumant la clôture réussie des acquisitions), de l'ajout du pipeline Rio Bravo de 1,2 G\$ US à son programme d'investissement garanti et du prolongement du tronçon T-South d'un montant de 400 M\$ dans le cadre de l'agrandissement de Sunrise. Le carnet de projets de croissance garantis de la société s'élève à 24 G\$ et repose sur des cadres commerciaux en harmonie avec le modèle à faible risque d'Enbridge.

## **ACTUALITÉS**

### **Oléoducs : Enbridge dépose le règlement tarifaire pour le réseau principal auprès de la Régie de l'énergie du Canada**

Le 15 décembre 2023, Enbridge a déposé sa demande auprès de la Régie de l'énergie du Canada (la « Régie ») aux fins de l'approbation de l'entente de tarification pour le réseau principal soutenue à l'unanimité par le groupe de représentants de ses parties prenantes. L'ETRP vise les tronçons canadien et américain du réseau principal et permet de poursuivre l'exploitation du réseau principal en tant que réseau de transport commun accessible à tous les expéditeurs selon un processus de nomination mensuel.

Les résultats financiers prévus au titre de ce règlement sont conformes aux résultats financiers déjà déclarés, compte tenu de la provision déjà comptabilisée, des ajustements des coûts en fonction de l'inflation et de l'augmentation des volumes. La Régie a indiqué dans sa lettre de procédure qu'elle prévoit prendre une décision relative à la demande à la suite de son processus de commentaires ou qu'elle pourrait déterminer que d'autres étapes sont nécessaires. La période de commentaires de la Régie à l'égard de l'entente a pris fin le 19 janvier 2024, sans opposition, avec lettres de soutien uniquement.

Le règlement sera en vigueur pendant sept ans et demi, soit jusqu'à la fin de 2028, et les nouveaux tarifs provisoires sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2023.

### **Oléoducs : Enbridge conclut l'appel au marché pour le pipeline Flanagan Sud**

La société a conclu l'appel au marché élargi prévoyant des contrats à long terme de transport sur le pipeline Flanagan Sud. La capacité de 110 kb/j a été entièrement souscrite, ce qui garantit une utilisation élevée à long terme sur la totalité du tracé du réseau principal, de l'Ouest canadien jusqu'aux marchés de la côte américaine du golfe du Mexique. Quatre-vingt-dix pour cent de la capacité de 720 kb/j du PFS est désormais visée par des contrats à terme, ce qui devrait favoriser le maintien d'une forte utilisation du réseau principal dans un avenir prévisible.

### **Oléoducs : Enbridge conclut l'appel au marché pour Southern Lights**

Au cours du quatrième trimestre, la société a lancé et conclu un appel au marché exécutoire pour le tronçon canadien du pipeline Southern Lights pour une capacité existante de 165 kb/j qui deviendra disponible le 1<sup>er</sup> juillet 2025. Le pipeline Southern Lights, qui se compose d'un tronçon canadien et d'un tronçon américain, est un pipeline de diluants de 2 556 kilomètres prenant sa source au terminal Manhattan d'Enbridge, dans l'Illinois, et se terminant à Edmonton, en Alberta. L'appel au marché a donné lieu à une sursouscription, ce qui garantit l'utilisation à long terme du réseau jusqu'en 2030.

### **Transport de gaz et services intermédiaires : Enbridge annonce la vente de sa participation dans le pipeline Alliance et dans Aux Sable**

Le 13 décembre 2023, Enbridge a annoncé qu'elle avait conclu un accord définitif en vue de la vente de sa participation de 50,0 % dans le pipeline Alliance et de sa participation dans Aux Sable (qui comprend une participation de 42,7 % dans Aux Sable Midstream LLC et Aux Sable Liquid Products L.P. ainsi qu'une participation de 50 % dans Aux Sable Canada LP) à Pembina Pipeline Corporation pour un montant de 3,1 G\$, y compris une dette sans recours d'environ 0,3 G\$, sous réserve des ajustements de clôture habituels. Le prix de vente correspond à une valorisation attrayante, soit environ 11 fois le BAIIA projeté pour 2024 d'Alliance et à environ 7 fois celui d'Aux Sable.

La transaction entre en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2024 et devrait être conclue au premier semestre de 2024, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires et des approbations de clôture habituelles. Le produit de la vente sera affecté en partie au financement préalable des acquisitions, et le reste sera utilisé pour réduire la dette.

## **Transport de gaz et services intermédiaires : Règlement tarifaire pour le pipeline Maritimes & Northeast**

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

## **Distribution et stockage de gaz : Acquisition par Enbridge de services publics gaziers de Dominion**

Le 5 septembre 2023, Enbridge a conclu trois ententes définitives distinctes avec Dominion Energy, Inc. (« Dominion ») en vue de l'acquisition de The East Ohio Gas Company, de Questar Gas Company et ses sociétés affiliées Wexpro, et de Public Service Company of North Carolina pour un prix d'achat totalisant 19,1 G\$ (14,0 G\$ US) se composant d'une contrepartie en trésorerie de 12,8 G\$ (9,4 G\$ US) et de la prise en charge de la dette de 4,6 G\$ US, sous réserve des ajustements de clôture habituels. La clôture des acquisitions est toujours prévue pour 2024, sous réserve de la satisfaction des conditions de clôture d'usage, y compris l'obtention des approbations requises de la part des organismes de réglementation fédéraux et étatiques des États-Unis. Jusqu'à maintenant, la société a considérablement réduit le risque inhérent à son programme de financement des acquisitions et s'est assurée d'avoir accès à de nombreuses options relativement au financement du solde.

Au cours des semaines ayant suivi l'annonce des acquisitions, Enbridge a mis sur pied une équipe spécialisée en intégration qui veillera à ce que cette intégration des services publics gaziers aux activités actuelles de la société se déroule le plus harmonieusement possible. Les équipes responsables de la réglementation d'Enbridge et de Dominion travaillent à l'obtention des approbations requises de la part des organismes de réglementation fédéraux et étatiques aux États-Unis aux fins de la réalisation des acquisitions. Les périodes d'attente en vertu de la *Hart-Scott-Rodino Antitrust Improvements Act* sont arrivées à échéance le 1<sup>er</sup> novembre 2023. Le 11 janvier 2024, Enbridge et Dominion ont reçu l'approbation définitive sans imposition de conditions ni de mesures d'atténuation du Committee on Foreign Investment in the United States à l'égard des acquisitions.

## **Distribution et stockage de gaz : Requête tarifaire au titre du modèle de réglementation incitative d'Enbridge Gas**

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

- le risque lié à la transition énergétique nous oblige à réaliser une évaluation des risques afin d'envisager d'autres mesures d'atténuation des risques dans trois domaines : les dépenses en immobilisations visant l'accès au réseau et l'expansion du réseau, les dépenses en immobilisations visant le renouvellement du réseau et la politique d'amortissement;
- notre budget d'investissement de 2024 doit être réduit de 250 M\$ et l'accent doit être mis sur la surveillance, la réparation et la prolongation de la durée de vie de nos actifs, et une tranche supplémentaire de 50 M\$ du montant des frais généraux indirects capitalisés doit être passée en charges, montant qui passera à 250 M\$ par année durant la période de réglementation incitative et qui sera ajusté chaque année au moyen d'un ajustement compensatoire des revenus;
- à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2025, tous les nouveaux clients à faible volume qui souhaitent être raccordés au réseau de gaz naturel devront payer le coût total du raccordement en une seule fois au lieu d'en échelonner le règlement au fil du temps par l'intermédiaire des tarifs;
- l'approbation d'une méthode d'amortissement harmonisée permettant de réduire la charge d'amortissement demandée et d'ajuster la durée de vie des actifs, y compris l'extension de la durée de vie utile de plusieurs catégories d'actifs;
- une augmentation de la part des capitaux propres pour la faire passer de 36 % à 38 % pour 2024;
- la date d'entrée en vigueur des tarifs pour 2024 est fixée au 1<sup>er</sup> janvier 2024.

Enbridge a exprimé ses préoccupations à l'égard de certains aspects de la décision qui ont une incidence sur l'abordabilité énergétique, le choix des consommateurs et la fiabilité du service de gaz pour les collectivités et l'industrie ontariennes. La société continuera donc de travailler avec le gouvernement provincial de l'Ontario pour répondre à ces préoccupations.

Le 22 janvier 2024, Enbridge a déposé un avis d'appel auprès de la Cour divisionnaire de l'Ontario au sujet de quatre aspects de la décision sur la phase 1 : horizon de revenus des clients à faible volume, réduction du budget d'investissement de 2024, prolongation de la durée de vie utile de certaines catégories d'actifs et part des capitaux propres. Le 29 janvier 2024, Enbridge a également déposé un avis de motion auprès de la CEO demandant à cette dernière d'examiner et de modifier cinq aspects de la décision sur la phase 1 : horizon de revenus des clients à faible volume, réduction du budget d'investissement de 2024, capital d'intégration, amortissement et part des capitaux propres. L'issue de cette procédure est incertaine.

La décision sur la phase 1 donne lieu à des tarifs provisoires, en attendant les décisions relatives aux phases 2 et 3, la résolution de l'avis d'appel et de l'avis de motion ainsi que toute mesure législative pouvant être entreprise par le gouvernement de l'Ontario à la suite de la publication, le 22 décembre 2023, du communiqué du ministère de l'Énergie décrit sous *Objectifs et stratégie*. La phase 2 établira et déterminera le mécanisme de réglementation incitative pour le reste de la période de révision ainsi que le

coût du gaz et la répartition des coûts du stockage non réglementé. La phase 3 portera sur la répartition des coûts et l'harmonisation des tarifs et des classes tarifaires entre les anciennes zones tarifaires.

La décision sur la phase 1 ne devrait pas avoir d'incidence significative sur les prévisions financières d'Enbridge pour 2024.

### Énergie renouvelable : Projet d'énergie solaire Fox Squirrel

Au cours du quatrième trimestre de 2023, Enbridge a annoncé l'établissement d'une société de personnes avec EDF Renewables en vue de la construction et de l'exploitation du projet d'énergie solaire Fox Squirrel, une installation d'énergie solaire terrestre d'une capacité de 577 MW en cours de construction dans le comté de Madison, en Ohio. Enbridge a investi un total de 152 M\$ US dans la première phase qui est maintenant en service et prévoit investir dans les deux phases subséquentes au cours de 2024, sous réserve du respect de certaines conditions. Les risques ont été réduits pour la totalité de la capacité de production au moyen d'ententes d'achat d'électricité à prix fixe d'une durée de 20 ans conclues avec une contrepartie dont la notation de crédit est élevée. Ce projet devrait avoir un effet positif immédiat sur les FTD par action.

## RÉSULTATS FINANCIERS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2023

### BAIIA par secteur et flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation conformes aux PCGR

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre	2022	31 décembre	2022
	2023	2022	2023	2022
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
Oléoducs	2 438	2 271	9 499	8 364
Transport de gaz et services intermédiaires	1 044	(1 258)	4 264	3 126
Distribution et stockage de gaz	238	459	1 592	1 827
Production d'énergie renouvelable	(146)	(127)	149	262
Services énergétiques	46	(69)	(37)	(417)
Éliminations et divers	881	160	837	(1 124)
<b>BAIIA<sup>1</sup></b>	<b>4 501</b>	<b>1 436</b>	<b>16 304</b>	<b>12 038</b>
<b>Bénéfice (perte) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>1 726</b>	<b>(1 067)</b>	<b>5 839</b>	<b>2 589</b>
<b>Rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation</b>	<b>3 812</b>	<b>3 613</b>	<b>14 201</b>	<b>11 230</b>

<sup>1</sup> Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la section en annexe « Rapprochement des mesures hors PCGR ».

Aux fins d'évaluation de sa performance, la société ajuste le bénéfice, le BAIIA par secteur et les rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation comptabilisés conformément aux PCGR pour en exclure les facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, ce qui permet à la direction et aux investisseurs de comparer avec plus d'exactitude la performance de la société d'une période à l'autre en fonction de la normalisation des éléments qui ne sont pas représentatifs de la performance commerciale sous-jacente. Ces données sont présentées dans les tableaux ci-après. Les rapprochements du BAIIA, du BAIIA ajusté, du BAIIA ajusté par secteur, du bénéfice ajusté, du bénéfice

ajusté par action et des FTD avec leurs équivalents les plus proches selon les PCGR sont fournis en annexe à la fin du présent communiqué.

## BAIIA ajusté par secteur

Le BAIIA ajusté des activités libellées en dollars américains a été converti en dollars canadiens au même taux de change moyen au quatrième trimestre de 2023 et 2022, soit 1,36 \$ CA/\$ US. Pour l'exercice, le BAIIA ajusté des activités libellées en dollars américains a été converti à un taux de change de 1,35 \$ CA/\$ US, comparativement à celui de 1,30 \$ CA/\$ US en 2022. Le bénéfice libellé en dollars américains est en grande partie couvert par le programme de gestion du risque financier qui s'applique à l'échelle de la société. Les règlements d'instruments de couverture sont comptabilisés au sein de l'unité Éliminations et divers.

## Oléoducs

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre	31 décembre	31 décembre	31 décembre
	2023	2022	2023	2022
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
Réseau principal	1 300	1 343	5 396	5 121
Réseau régional des sables bitumineux	228	224	954	918
Réseaux de la côte américaine du golfe du Mexique et du milieu du continent <sup>1</sup>	476	405	1 720	1 411
Autres réseaux <sup>2</sup>	389	355	1 473	1 458
<b>BAIIA ajusté<sup>3</sup></b>	<b>2 393</b>	<b>2 327</b>	<b>9 543</b>	<b>8 908</b>

### Données d'exploitation (livraisons moyennes – en milliers de b/j)

Volume du réseau principal <sup>4</sup>	3 212	3 077	3 080	2 957
Tarif international conjoint sur le tronçon canadien <sup>5</sup> (\$ CA)	1,65 \$	— \$	1,65 \$	— \$
Tarif international conjoint sur le tronçon américain <sup>5</sup> (\$ US)	2,57 \$	— \$	2,57 \$	— \$
Tarif international conjoint et droits supplémentaires au titre de l'entente de tarification concurrentielle <sup>6</sup>	— \$	4,53 \$	— \$	4,53 \$
Droits supplémentaires au titre du remplacement de la canalisation 3 (\$ US) <sup>6, 7</sup>	0,77 \$	0,87 \$	0,77 \$	0,90 \$

1 Comprend notamment le pipeline Flanagan Sud, le pipeline Seaway, le pipeline Gray Oak, le pipeline Cactus II et le centre énergétique Ingleside d'Enbridge.

2 Le poste « Autres » comprend le pipeline Southern Lights, le réseau Express-Platte, le réseau Bakken et autres.

3 Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la section en annexe « Rapprochement des mesures hors PCGR ».

4 Le débit du réseau principal représente les livraisons sur le réseau principal hors Gretna, au Manitoba, soit les livraisons aux États-Unis et dans l'est du Canada à partir de l'Ouest canadien.

5 Tarifs provisoires en vigueur, par baril, pour le transport du pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, vers Chicago, en Illinois. Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2023, la société perçoit de nouveaux droits aux termes du tarif international conjoint à double devise, conformément à l'entente de principe sur un règlement négocié pour les droits sur le réseau principal, compte non tenu des droits supplémentaires pour abandon.

6 Comprend les droits repères aux termes du tarif international conjoint (« TIC »), pour le transport de pétrole brut lourd depuis Hardisty, en Alberta, vers Chicago, en Illinois, les composantes étant établies en dollars américains, de même que les droits supplémentaires au titre de l'entente de tarification concurrentielle, qui ont été en vigueur de façon provisoire du 1<sup>er</sup> juillet 2021 au 30 juin 2023. Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2023, la société perçoit de nouveaux droits aux termes du tarif international conjoint à double devise, conformément à l'entente de principe sur un règlement négocié pour les droits sur le réseau principal.

7 Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2022, les droits supplémentaires au titre du remplacement de la canalisation 3 (« L3R »), exclusion faite du supplément de réception au terminal, sont déterminés mensuellement et ajustés en fonction de la moyenne mobile sur neuf mois des volumes hors Gretna. Chaque hausse de volume de 50 kb/j en sus de 2 835 kb/j (à concurrence de 3 085 kb/j) se traduit par une remise de 0,035 \$ US le baril, alors que chaque baisse de volume de 50 kb/j en dessous de 2 350 kb/j (jusqu'à un minimum de 2 050 kb/j) se traduit par un supplément de 0,04 \$ US le baril. Consulter la demande d'Enbridge pour une ordonnance sur les tarifs au sujet de la mise en application des droits supplémentaires au titre du programme L3R et l'Ordonnance TO-003-2021 de la Régie pour un complément d'information.

Le BAIIA ajusté du secteur Oléoducs a augmenté de 66 M\$ par rapport à celui du quatrième trimestre de 2022, principalement en raison des facteurs suivants :

- l'apport accru du réseau de la côte américaine du golfe du Mexique et du milieu du continent attribuable essentiellement à l'augmentation des volumes sur le PFS et à la hausse des demandes d'exportation à partir de l'EIEC;
- la hausse des produits de Southern Lights provenant de volumes non visés par des engagements;
- l'augmentation du débit sur le réseau principal en raison de la demande accrue de pétrole brut; ces facteurs étant annulés en partie par
- la baisse des droits sur le réseau principal depuis l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs provisoires le 1<sup>er</sup> juillet 2023 et la baisse des droits supplémentaires au titre du programme L3R.

Le BAIIA ajusté de l'exercice 2023 du secteur Oléoducs a progressé de 635 M\$ par rapport à celui de l'exercice 2022, principalement en raison des facteurs susmentionnés ainsi que des facteurs suivants :

- l'incidence favorable de la conversion du bénéfice libellé en dollars américains à un taux de change moyen supérieur en 2023, comparativement à 2022;
- l'apport accru du réseau de la côte du golfe du Mexique et du milieu du continent en raison principalement de l'augmentation de nos participations dans le pipeline Gray Oak et le pipeline Cactus II acquises au deuxième semestre de 2022; ces facteurs étant annulés en partie par
- la hausse des coûts de l'électricité attribuable à l'augmentation des volumes et à l'accroissement des prix de l'électricité.

### Transport de gaz et services intermédiaires

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre	2022	31 décembre	2022
	2023	2022	2023	2022
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
Transport de gaz aux États-Unis	833	844	3 433	3 216
Transport de gaz au Canada	182	181	640	666
Services intermédiaires	35	44	149	378
Autres	34	48	176	157
<b>BAIIA ajusté<sup>1</sup></b>	<b>1 084</b>	<b>1 117</b>	<b>4 398</b>	<b>4 417</b>

1 Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la section en annexe « Rapprochement des mesures hors PCGR ».

Le BAIIA ajusté du secteur Transport de gaz et services intermédiaires a diminué de 33 M\$ par rapport à celui du quatrième trimestre de 2022, principalement en raison de ce qui suit :

- le moment de la comptabilisation de produits découlant du règlement du dossier tarifaire de Texas Eastern en 2022;
- la diminution de l'apport des services intermédiaires en raison de la baisse des prix des marchandises ayant eu une incidence sur nos coentreprises DCP et Aux Sable; ces facteurs étant annulés en partie par
- l'apport de Tres Palacios, dont l'acquisition s'est conclue au deuxième trimestre de 2023.

Le BAIIA ajusté du secteur Transport de gaz et services intermédiaires de l'exercice 2023 a diminué de 19 M\$ par rapport à celui de l'exercice 2022, principalement en raison des facteurs susmentionnés et de ce qui suit :

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

## Distribution et stockage de gaz

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre	2022	31 décembre	2022
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Gas Inc. (« EGI »)	<b>503</b>	452	<b>1 825</b>	1 810
Autres	<b>16</b>	15	<b>48</b>	46
<b>BAIIA ajusté<sup>1</sup></b>	<b>519</b>	467	<b>1 873</b>	1 856
<b>Données d'exploitation</b>				
EGI				
Volumes <i>(en milliards de pieds cubes)</i>	<b>620</b>	606	<b>2 218</b>	2 162
Nombre de clients actifs <sup>2</sup> <i>(en millions)</i>	<b>3,9</b>	3,9	<b>3,9</b>	3,9
Degrés-jours de chauffage <sup>3</sup>				
Chiffres réels	<b>1 152</b>	1 239	<b>3 418</b>	3 841
Prévisions fondées sur les volumes en présence de températures normales <sup>4</sup>	<b>1 286</b>	1 306	<b>3 781</b>	3 841

<sup>1</sup> Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la section en annexe « Rapprochement des mesures hors PCGR ».

<sup>2</sup> Le nombre de clients actifs correspond au nombre de clients consommant du gaz naturel à la fin de la période visée.

<sup>3</sup> Les degrés-jours de chauffage sont la mesure de la rigueur du froid et ils indiquent les besoins volumétriques en gaz naturel utilisé à des fins de chauffage dans les zones de desserte d'EGI.

<sup>4</sup> Les températures normales correspondent aux prévisions météorologiques d'EGI dans ses anciennes zones de tarification conformément à la méthodologie approuvée par la Commission de l'énergie de l'Ontario.

Le BAIIA ajusté du secteur Distribution et stockage de gaz varie habituellement en fonction des saisons. Il est généralement plus élevé au premier et au quatrième trimestres en raison de la demande de volumes supérieurs durant la saison de chauffage. L'ampleur des fluctuations saisonnières du BAIIA varie d'un exercice à l'autre puisqu'elle reflète l'incidence sur les volumes acheminés du temps plus chaud ou plus froid que la normale.

Le BAIIA ajusté du quatrième trimestre a progressé de 52 M\$ par rapport à celui de quatrième trimestre de 2022, principalement en raison des facteurs suivants :

- la hausse des charges de distribution découlant de la majoration des tarifs et de l'élargissement de la clientèle; ce facteur étant annulé en partie par
- l'incidence négative des températures plus chaudes comparativement à la même période en 2022.

En comparaison des prévisions de températures normales prises en compte dans les tarifs, l'incidence négative de la température s'est chiffrée à environ 29 M\$ au quatrième trimestre de 2023, comparativement à une incidence négative d'environ 11 M\$ au quatrième trimestre de 2022.

Le BAIIA ajusté du secteur Distribution et stockage de gaz de l'exercice 2023 a augmenté de 17 M\$ par rapport à celui de l'exercice 2022, en raison essentiellement des facteurs susmentionnés ainsi que des facteurs suivants :

- l'augmentation de la demande sur le marché contractuel; ce facteur étant annulé en partie par
- les températures plus chaudes que la normale en 2023, comparativement aux prévisions prises en compte dans les tarifs, qui ont eu une incidence négative d'environ 86 M\$ sur le BAIIA de 2023 par rapport à l'exercice précédent.

### Production d'énergie renouvelable

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté<sup>1</sup></b>	<b>141</b>	122	<b>531</b>	522

<sup>1</sup> Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la section en annexe « Rapprochement des mesures hors PCGR ».

Le BAIIA ajusté du secteur Production d'énergie renouvelable a augmenté de 19 M\$ comparativement à celui du quatrième trimestre de 2022 en raison de ce qui suit :

- l'apport accru des installations éoliennes extracôtières Hohe See et Albatros depuis l'acquisition en novembre 2023 d'une participation supplémentaire de 24,5 % dans ces installations; ce facteur étant annulé en partie par
- les ressources éoliennes plus faibles à l'échelle mondiale et la baisse des prix de l'énergie sur les marchés éoliens européens et américains.

Le BAIIA ajusté de l'exercice 2023 du secteur Production d'énergie renouvelable a progressé de 9 M\$ par rapport à celui de l'exercice 2022, principalement en raison des facteurs susmentionnés ainsi que des facteurs suivants :

- les frais d'aménagement perçus pour certains contrats d'énergie solaire et éolienne;
- l'apport du projet éolien extracôtier de Saint-Nazaire, devenu pleinement opérationnel en décembre 2022; ces facteurs étant annulés en partie par
- de plus faibles ressources éoliennes aux installations éoliennes terrestres au Canada et aux États-Unis.

## Services énergétiques

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté<sup>1</sup></b>	<b>(27)</b>	<b>(62)</b>	<b>(101)</b>	<b>(364)</b>

1 Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la section en annexe « Rapprochement des mesures hors PCGR ».

Le BAIIA ajusté du secteur Services énergétiques dépend des conditions du marché, et les résultats pour une période donnée peuvent ne pas être représentatifs de ceux des périodes futures.

Le BAIIA ajusté du secteur Services énergétiques a augmenté de 35 M\$ comparativement à celui du quatrième trimestre de 2022, principalement en raison des facteurs suivants :

- l'expiration de certains engagements en matière de transport;
- un déport moins marqué sur les marchés comparativement à la période correspondante de 2022; ces facteurs étant annulés en partie par
- la réalisation de marges moins élevées à l'égard des installations pour lesquelles nous avons des obligations de capacité et des occasions de stockage.

Le BAIIA ajusté de l'exercice 2023 du secteur Services énergétiques a progressé de 263 M\$, principalement en raison des facteurs susmentionnés ainsi que du facteur suivant :

- la réalisation de marges plus favorables à l'égard des installations pour lesquelles nous avons des obligations de capacité et des occasions de stockage, comparativement à 2022.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2024, afin de mieux aligner notre structure organisationnelle, Enbridge a transféré les entreprises de pétrole brut au Canada et aux États-Unis depuis le secteur Services énergétiques vers le secteur Oléoducs. Les autres entreprises qui composent actuellement ce secteur seront intégrées au secteur Éliminations et divers. Ce changement n'a aucune incidence sur les prévisions financières de la société pour 2024.

## Éliminations et divers

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
Recouvrement de frais d'exploitation et d'administration	<b>16</b>	8	<b>151</b>	115
(Pertes) gains réalisés sur le règlement de couvertures de change	<b>(19)</b>	(68)	<b>59</b>	77
<b>BAIIA ajusté<sup>1</sup></b>	<b>(3)</b>	<b>(60)</b>	<b>210</b>	192

1 Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la section en annexe « Rapprochement des mesures hors PCGR ».

Le recouvrement de frais d'exploitation et d'administration pour cette unité reflète les coûts des services centralisés (y compris l'amortissement des actifs non sectoriels), compte tenu des montants recouverts auprès des unités fonctionnelles pour la prestation de ces services. Le bénéfice libellé en dollars américains de cette unité d'exploitation est converti aux taux de change moyens du trimestre, et l'incidence des règlements effectués aux termes du programme de couverture de change de la société est constatée dans les résultats de cette unité.

Le BAIIA ajusté de l'unité Éliminations et divers a augmenté de 57 M\$ comparativement à celui du quatrième trimestre de 2022, en raison de revenus de placement accrus et de pertes de change moins élevées réalisées sur le règlement de couvertures, ces facteurs étant annulés en partie par le calendrier des charges d'exploitation.

Le BAIIA ajusté de l'exercice 2023 de l'unité Éliminations et divers a augmenté de 18 M\$ comparativement à celui de 2022, en raison de revenus de placement plus élevés attribuables au financement préalable des acquisitions.

### Flux de trésorerie distribuables

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2023	2022	2023	2022
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens; nombre d'actions en millions)</i>				
Oléoducs	2 393	2 327	9 543	8 908
Transport de gaz et services intermédiaires	1 084	1 117	4 398	4 417
Distribution et stockage de gaz	519	467	1 873	1 856
Production d'énergie renouvelable	141	122	531	522
Services énergétiques	(27)	(62)	(101)	(364)
Éliminations et divers	(3)	(60)	210	192
<b>BAIIA ajusté<sup>1,3</sup></b>	<b>4 107</b>	<b>3 911</b>	<b>16 454</b>	<b>15 531</b>
Investissements de maintien	(270)	(354)	(918)	(820)
Charge d'intérêts <sup>1</sup>	(969)	(885)	(3 728)	(3 242)
Impôts sur les bénéfices exigibles <sup>1</sup>	(166)	(204)	(561)	(595)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle <sup>1</sup>	(81)	(75)	(363)	(259)
Distributions en trésorerie supérieures à la quote-part du bénéfice des satellites <sup>1</sup>	149	254	464	407
Dividendes sur les actions privilégiées <sup>1</sup>	(92)	(84)	(352)	(338)
Autres rentrées de trésorerie non comptabilisées dans les produits <sup>2</sup>	37	65	210	238
Autres ajustements hors trésorerie	17	35	61	61
<b>FTD<sup>3</sup></b>	<b>2 732</b>	<b>2 663</b>	<b>11 267</b>	<b>10 983</b>
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation<sup>4</sup></b>	<b>2 126</b>	<b>2 025</b>	<b>2 056</b>	<b>2 025</b>

1 Ces montants sont présentés déduction faite des éléments d'ajustement.

2 Comprend la trésorerie reçue, déduction faite des produits comptabilisés au titre de contrats sur les droits de rattrapage et d'ententes similaires donnant lieu à des produits reportés.

3 Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la section en annexe « Rapprochement des mesures hors PCGR ».

4 Comprend le financement préalable aux fins des acquisitions, qui devraient être conclues en 2024.

Au quatrième trimestre de 2023, les FTD ont augmenté de 69 M\$ comparativement à ceux du quatrième trimestre de 2022, principalement en raison des facteurs d'exploitation susmentionnés ayant contribué à l'accroissement du BAIIA ajusté ainsi que :

- l'échéancier des décaissements au titre des investissements de maintien comparativement à celui de l'exercice précédent;
- la baisse des impôts exigibles en raison d'un bénéfice imposable moins élevé découlant des droits provisoires sur le réseau principal révisés entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2023; ces facteurs étant annulés en partie par
- la hausse des taux d'intérêt ayant une incidence sur les titres de créance à taux variable et sur les émissions dans le cadre du financement préalable des acquisitions;
- la baisse du montant net des distributions supérieures à la quote-part du bénéfice des satellites.

Les FTD de l'exercice 2023 ont augmenté de 284 M\$ comparativement à ceux de 2022 en raison surtout des facteurs susmentionnés ainsi que des facteurs suivants :

- l'augmentation des distributions en trésorerie supérieures à la quote-part du bénéfice des satellites attribuable à la mise en service du projet Saint-Nazaire à la fin de 2022 et à la baisse du bénéfice tiré de DCP; ce facteur étant annulé en partie par
- l'augmentation des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle provenant de la vente en 2022 d'une participation hors exploitation de 11,57 % dans sept pipelines exploités par Enbridge à Athabasca Indigenous Investments;
- l'accroissement des investissements de maintien annuels à l'échelle de l'entreprise.

Les indicateurs par action, tant pour l'exercice que pour le trimestre, ont subi l'incidence négative du placement d'actions par prise ferme au troisième trimestre de 2023 dans le cadre du financement préalable des acquisitions en cours et du processus de réduction des risques du programme de financement s'y rattachant.

## Bénéfice ajusté

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre	2022	31 décembre	2022
	2023	2022	2023	2022
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
BAIIA ajusté <sup>1, 2</sup>	4 107	3 911	16 454	15 531
Amortissement	(1 208)	(1 155)	(4 762)	(4 427)
Charge d'intérêts <sup>2</sup>	(957)	(872)	(3 700)	(3 196)
Impôts sur les bénéfices <sup>2</sup>	(469)	(493)	(1 721)	(1 767)
Participations ne donnant pas le contrôle <sup>2</sup>	(18)	(35)	(176)	(93)
Dividendes sur les actions privilégiées	(92)	(85)	(352)	(356)
<b>Bénéfice ajusté<sup>1</sup></b>	<b>1 363</b>	<b>1 271</b>	<b>5 743</b>	<b>5 692</b>
<b>Bénéfice ajusté par action ordinaire<sup>1</sup></b>	<b>0,64</b>	<b>0,63</b>	<b>2,79</b>	<b>2,81</b>

1 Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la section en annexe « Rapprochement des mesures hors PCGR ».

2 Ces montants sont présentés déduction faite des éléments d'ajustement.

Le bénéfice ajusté a augmenté de 92 M\$ et le bénéfice ajusté par action s'est accru de 0,01 \$ par rapport à ceux du quatrième trimestre de 2022, principalement en raison des facteurs d'exploitation susmentionnés ayant contribué à la hausse du BAIIA ajusté, annulés en partie par les facteurs suivants :

- la charge d'amortissement plus élevée en raison des actifs acquis ou mis en service en 2023;
- l'augmentation de la charge d'intérêts découlant de la majoration des taux d'intérêt ayant une incidence sur les titres de créance à taux variable et les émissions dans le cadre du financement préalable des acquisitions.

Le bénéfice ajusté de l'exercice a augmenté de 51 M\$ et le bénéfice ajusté par action a reculé de 0,02 \$ comparativement à ceux de 2022 en raison des facteurs susmentionnés ainsi que des facteurs suivants :

- l'accroissement du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle provenant de la vente d'une participation hors exploitation de 11,57 % dans sept pipelines exploités par Enbridge à Athabasca Indigenous Investments au troisième trimestre de 2022.

Les indicateurs par action, tant pour l'exercice que pour le trimestre, ont subi l'incidence négative du placement d'actions par prise ferme au troisième trimestre de 2023 dans le cadre du financement préalable des acquisitions en cours et du processus de réduction des risques du programme de financement s'y rattachant.

## **CONFÉRENCE TÉLÉPHONIQUE**

Enbridge tiendra une conférence téléphonique et une webdiffusion le 9 février 2024 à 9 h, heure de l'Est (7 h, heure des Rocheuses) pour faire le point sur la situation de la société et passer en revue les résultats du quatrième trimestre de 2023. Analystes, membres des médias et autres parties intéressées qui souhaitent y assister doivent composer sans frais le 1 800 606-3040. La conférence sera diffusée en direct sur Internet à l'adresse <https://app.webinar.net/Bqa6nJ9DyQ9>. Nous recommandons aux participants de composer le numéro ou de se joindre à la webdiffusion quinze minutes avant l'heure prévue. Elle sera aussi reprise sur le Web peu après sa conclusion, et sa transcription pourra être consultée sur le site Web. On pourra entendre la conférence en reprise pendant une semaine après sa diffusion en composant sans frais le 1 800 606-3040 (code d'identification : 9581867).

Dans le cadre de la conférence téléphonique, l'équipe de direction présentera des remarques préparées. Suivra une période de questions et réponses à l'intention exclusive des analystes financiers et des investisseurs. Après la conférence téléphonique, les équipes des médias et des relations avec les investisseurs d'Enbridge pourront répondre à toute autre question.

## DÉCLARATION DE DIVIDENDES

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

	Dividende par action
<i>(Sauf indication contraire, les montants sont en dollars canadiens)</i>	
Actions ordinaires <sup>1</sup>	0,91500 \$
Actions privilégiées, série A	0,34375 \$
Actions privilégiées, série B	0,32513 \$
Actions privilégiées, série D <sup>2</sup>	0,33825 \$
Actions privilégiées, série F <sup>3</sup>	0,34613 \$
Actions privilégiées, série G <sup>4</sup>	0,47676 \$
Actions privilégiées, série H <sup>5</sup>	0,38200 \$
Actions privilégiées, série I <sup>6</sup>	0,45251 \$
Actions privilégiées, série L	0,36612 \$ US
Actions privilégiées, série N <sup>7</sup>	0,41850 \$
Actions privilégiées, série P	0,27369 \$
Actions privilégiées, série R	0,25456 \$
Actions privilégiées, série 1 <sup>8</sup>	0,41898 \$ US
Actions privilégiées, série 3	0,23356 \$
Actions privilégiées, série 5	0,33596 \$ US
Actions privilégiées, série 7	0,27806 \$
Actions privilégiées, série 9	0,25606 \$
Actions privilégiées, série 11	0,24613 \$
Actions privilégiées, série 13	0,19019 \$
Actions privilégiées, série 15	0,18644 \$
Actions privilégiées, série 19 <sup>9</sup>	0,38825 \$

1 Le dividende trimestriel par action ordinaire a été majoré de 3,1 %, passant de 0,8875 \$ à 0,9150 \$ le 1<sup>er</sup> mars 2024.

2 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série D a augmenté, passant de 0,27875 \$ à 0,33825 \$ le 1<sup>er</sup> mars 2023, en raison du rajustement du taux de dividende annuel le 1<sup>er</sup> mars 2023.

3 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série F a augmenté, passant de 0,29306 \$ à 0,34613 \$ le 1<sup>er</sup> juin 2023, en raison du rajustement du taux de dividende annuel le 1<sup>er</sup> juin 2023.

4 Le 1<sup>er</sup> juin 2023, 1 827 695 actions privilégiées de série F en circulation ont été converties en actions privilégiées de série G. Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série G a augmenté, passant de 0,47245 \$ à 0,47676 \$ le 1<sup>er</sup> décembre 2023, en raison du rajustement trimestriel du taux de dividende.

5 Le dividende trimestriel par action versé sur les actions privilégiées de série H a augmenté, passant de 0,27350 \$ à 0,38200 \$ le 1<sup>er</sup> septembre 2023, en raison du rajustement du taux de dividende annuel le 1<sup>er</sup> septembre 2023.

6 Le 1<sup>er</sup> septembre 2023, 2 350 602 actions privilégiées des actions privilégiées de série H en circulation ont été converties en actions privilégiées de série I. Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série I a augmenté, passant de 0,44814 \$ à 0,45251 \$ le 1<sup>er</sup> décembre 2023, en raison du rajustement du taux de dividende trimestriel après la date d'émission.

7 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série N a augmenté, passant de 0,31788 \$ à 0,41850 \$ le 1<sup>er</sup> décembre 2023, en raison du rajustement du taux de dividende annuel le 1<sup>er</sup> décembre 2023.

8 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série 1 a augmenté, passant de 0,37182 \$ US à 0,41898 \$ US le 1<sup>er</sup> juin 2023, en raison du rajustement du taux de dividende annuel le 1<sup>er</sup> juin 2023.

9 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série 19 a augmenté, passant de 0,30625 \$ à 0,38825 \$ le 1<sup>er</sup> mars 2023, en raison du rajustement du taux de dividende annuel le 1<sup>er</sup> mars 2023.

## INFORMATION PROSPECTIVE

*Le présent communiqué renferme des informations prospectives, ou énoncés prospectifs, qui visent à fournir des renseignements sur Enbridge, ses filiales et ses sociétés affiliées, notamment dans le cadre de l'analyse par la direction des projets et activités à venir d'Enbridge et de ses filiales.*

*Ces renseignements pourraient ne pas être pertinents à d'autres fins. Généralement, les énoncés prospectifs se reconnaissent à l'emploi de termes comme « entrevoir », « s'attendre à », « projeter », « estimer », « prévoir », « planifier », « viser », « cibler », « croire », « vraisemblablement » et autres termes qui laissent entendre la possibilité de résultats futurs ou certaines perspectives. Le présent document et ceux qui y sont intégrés par renvoi contiennent de l'information ou des énoncés prospectifs ayant trait notamment à ce qui suit : la vision et la stratégie d'entreprise d'Enbridge, y compris ses priorités stratégiques et ses perspectives; les prévisions financières pour 2024, y compris les FTD par action et le BAIIA ajusté projetés ainsi que la croissance prévue de ces derniers; les dividendes et la croissance des dividendes prévus et la politique en matière de dividendes; l'acquisition de trois services publics gaziers auprès de Dominion Energy, Inc. (les « acquisitions ») et la cession de nos participations dans le pipeline Alliance et dans Aux Sable (les « cessions »), y compris les caractéristiques, les avantages ainsi que le financement et l'utilisation du produit prévus de même que le moment prévu de la clôture de la transaction et l'intégration des entités acquises; l'offre et la demande prévues pour le pétrole brut, le gaz naturel, les liquides de gaz naturel (« LGN »), le gaz naturel liquéfié (« GNL ») et l'énergie renouvelable et les exportations et les prix prévus pour ces derniers; la transition énergétique et l'énergie à faible émission de carbone et notre approche en la matière; l'utilisation prévue de nos actifs; le BAIIA et le BAIIA ajusté prévus; le bénéfice (la perte) prévu et le bénéfice (la perte) ajusté prévu; les FTD et les FTD par action prévus; les flux de trésorerie futurs prévus; les rendements prévus pour les actionnaires et les rendements des actifs; le rendement prévu des entreprises de la société; la vigueur et la souplesse financières; les coûts et programmes de financement, y compris en ce qui a trait aux acquisitions; les attentes quant à l'endettement, y compris le ratio dette/BAIIA; les sources de liquidités et la suffisance des ressources financières; les dates de mise en service et les coûts prévus des projets annoncés et des projets en construction; le cadre et les priorités d'affectation du capital; l'incidence des conditions météorologiques et du caractère saisonnier; les possibilités de croissance et d'expansion futures prévues, y compris le programme de croissance garanti, les occasions de développement, l'accroissement de la clientèle et les occasions et la stratégie liées aux énergies à faible émission de carbone, notamment en ce qui a trait au projet d'énergie solaire Fox Squirrel; les prévisions en ce qui a trait à la clôture, aux avantages, à la création de valeur et au moment des transactions, y compris en ce qui a trait aux acquisitions, aux cessions et à l'acquisition d'installations de production de gaz naturel renouvelable à partir de sites d'enfouissement; les mesures et les décisions futures attendues des organismes de réglementation et des tribunaux et le moment et les répercussions de celles-ci; et les discussions sur les droits et les dossiers tarifaires et les dépôts à ce titre, y compris en ce qui a trait à l'entente de tarification pour le réseau principal, au règlement tarifaire pour le pipeline Maritimes & Northeast et à la demande tarifaire du secteur Distribution de gaz au titre de la réglementation incitative, de même que le calendrier prévu et l'incidence de ceux-ci.*

*Bien que ces énoncés prospectifs soient, de l'avis d'Enbridge, raisonnables compte tenu des renseignements disponibles à la date à laquelle ils sont présentés et des procédés utilisés pour les formuler, ils ne garantissent nullement le rendement à venir, et les lecteurs sont invités à faire preuve de prudence en ne se fiant pas outre mesure à de tels énoncés. De par leur nature, ces énoncés s'appuient sur diverses hypothèses, et ils tiennent compte de risques et d'incertitudes, connus et inconnus, ainsi que d'autres facteurs pouvant faire en sorte que les résultats réels, les niveaux d'activité et les réalisations diffèrent considérablement de ceux exprimés ou sous-entendus dans les énoncés en question.*

Les hypothèses importantes visent notamment : l'offre et la demande prévues de pétrole brut, de gaz naturel, de LGN, de GNL et d'énergie renouvelable; les prix du pétrole brut, du gaz naturel, des LGN, du GNL et de l'énergie renouvelable; l'utilisation prévue de nos actifs; les taux de change; l'inflation; les taux d'intérêt; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des matériaux de construction; la stabilité de notre chaîne d'approvisionnement; la fiabilité et le rendement d'exploitation; le maintien du soutien et les approbations par les organismes de réglementation pour nos projets, transactions et demandes tarifaires, y compris les acquisitions et cessions; les dates prévues de mise en service; les conditions météorologiques; les acquisitions, les cessions, les autres transactions d'affaires et les projets annoncés et éventuels, le moment de ces derniers et les avantages qu'ils procurent, y compris les acquisitions et les cessions; les lois gouvernementales; les litiges; les notations; le programme de couverture; le BAIIA et le BAIIA ajusté prévus; le bénéfice (la perte) prévu et le bénéfice (la perte) ajusté prévu; le bénéfice (la perte) prévu et le bénéfice (la perte) ajusté prévu par action; les flux de trésorerie futurs prévus; les FTD et les FTD par action futurs prévus; les dividendes futurs estimatifs; la vigueur et la souplesse financières; la conjoncture des marchés d'emprunt et des capitaux propres ainsi que la conjoncture économique et le contexte concurrentiel. Les hypothèses relatives à l'offre et à la demande prévues de pétrole brut, de gaz naturel, de LGN, de GNL et d'énergie renouvelable, et aux prix de ces marchandises, sont importantes pour tous les énoncés prospectifs dont elles constituent la base, puisqu'elles peuvent avoir une incidence sur les niveaux actuels et futurs de la demande pour nos services. Par ailleurs, les taux de change, l'inflation et les taux d'intérêt ont une incidence sur le contexte économique et le contexte des affaires dans lesquels nous évoluons, peuvent se répercuter sur les niveaux de la demande pour les services de la société 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 coût 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; le moment et la clôture des acquisitions, des cessions et des autres transactions et la réalisation des avantages prévus qui devraient en être tirés; et l'approbation par les clients, le gouvernement, les tribunaux et les organismes de réglementation des calendriers de construction et de mise en service et des régimes de recouvrement des coûts.

Les énoncés prospectifs d'Enbridge sont assujettis à des risques et incertitudes au sujet de l'exécution réussie de ses priorités stratégiques, du rendement de l'exploitation, des paramètres de la réglementation et des décisions réglementaires, y compris en ce qui a trait à l'entente de tarification pour le réseau principal et à la demande tarifaire du secteur Distribution de gaz au titre de la réglementation incitative, des litiges, des acquisitions et des cessions et d'autres opérations et de la concrétisation des avantages prévus en découlant, y compris les acquisitions et les cessions, de l'approbation des projets et du soutien apporté à ces derniers, du renouvellement des emprises, des conditions météorologiques, de la conjoncture économique et de la situation de la concurrence, des conditions géopolitiques mondiales, des décisions politiques, de l'opinion publique, de la politique en matière de dividendes, des modifications apportées aux lois fiscales et aux taux d'imposition, des taux de change, des taux d'intérêt, de l'inflation, des prix des marchandises et de l'offre et la demande de marchandises, notamment les risques et incertitudes dont il est question dans le présent communiqué et dans d'autres documents déposés par Enbridge auprès des autorités en valeurs mobilières au Canada et aux États-Unis. Il est impossible d'établir avec précision l'incidence de l'un ou l'autre de ces hypothèses, risques, incertitudes ou facteurs sur un énoncé prospectif particulier puisqu'ils sont interdépendants et que notre plan d'action futur dépend de l'évaluation, par la direction, de l'ensemble des renseignements connus à un moment ou à un

*autre. Sauf dans la mesure prévue par les lois pertinentes, Enbridge n'est pas tenue d'actualiser ou de réviser publiquement un énoncé prospectif présenté dans les pages du présent communiqué 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, attribuable à Enbridge ou à quiconque agissant au nom de la société, doit être expressément considéré comme visé par la présente mise en garde.*

#### **À PROPOS D'ENBRIDGE INC.**

*Enbridge relie en toute sécurité des millions de personnes à l'énergie dont elles dépendent chaque jour, alimentant la qualité de vie grâce à ses réseaux nord-américains de gaz naturel, de pétrole et d'énergie renouvelable et à son portefeuille européen de parcs éoliens extracôtiers en pleine croissance. Nous investissons dans des infrastructures modernes de distribution d'énergie afin de maintenir l'accès à une énergie sûre et abordable, et nous nous appuyons sur plus d'un siècle d'expérience en exploitation d'infrastructures énergétiques classiques et deux décennies d'expérience en énergie renouvelable. Nous faisons progresser les nouvelles technologies, y compris l'hydrogène, le gaz naturel renouvelable ainsi que le captage et le stockage de carbone, et nous sommes déterminés à atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Les actions ordinaires d'Enbridge, dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta, sont négociées sous le symbole ENB aux bourses de Toronto (« TSX ») et de New York (« NYSE »). Pour en savoir plus, visitez le site [enbridge.com](http://enbridge.com).*

***Aucune information contenue dans le site Web d'Enbridge ou y étant liée n'est intégrée par renvoi au présent communiqué ni n'en fait partie.***

#### **PERSONNES-RESSOURCES POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION**

##### **Enbridge Inc. – Médias**

Jesse Semko

Sans frais : 1 888 992-0997

Courriel : [media@enbridge.com](mailto:media@enbridge.com)

##### **Enbridge Inc. – Investisseurs**

Rebecca Morley

Sans frais : 1 800 481-2804

Courriel : [investor.relations@enbridge.com](mailto:investor.relations@enbridge.com)

## ANNEXES – RAPPROCHEMENT DES MESURES HORS PCGR

Le présent communiqué renferme des références au BAIIA, au BAIIA ajusté, au bénéfice ajusté, au bénéfice ajusté par action ordinaire et aux FTD. La direction est d'avis que ces mesures constituent des informations utiles pour les investisseurs et les actionnaires, puisque ces données contribuent à rehausser la transparence et donnent un meilleur aperçu de la performance de la société.

Le BAIIA représente le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement.

Le BAIIA ajusté représente le BAIIA après ajustement pour exclure les facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation des données sectorielles et consolidées. La direction se sert du BAIIA et du BAIIA ajusté pour établir ses cibles et évaluer la performance de la société et de ses secteurs d'exploitation.

Le bénéfice ajusté représente le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires après ajustement pour exclure les facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation pris en compte dans le BAIIA ajusté, ainsi que les facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation relatifs à la charge d'amortissement, à la charge d'intérêts, aux impôts sur les bénéfices et aux participations ne donnant pas le contrôle sur une base consolidée. La direction se sert du bénéfice ajusté comme autre mesure de la capacité de la société de générer un bénéfice.

Les FTD sont définis comme étant les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant l'incidence des variations des actifs et des passifs d'exploitation (y compris les variations des passifs environnementaux), déduction faite des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle, des dividendes sur les actions privilégiées et des investissements de maintien, ainsi que des ajustements pour les facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation. La direction se sert des FTD pour évaluer la performance de la société et pour établir ses cibles de versement de dividendes.

Le présent communiqué contient également des références au ratio dette/BAIIA, un ratio hors PCGR, qui utilise le BAIIA ajusté comme l'une de ses composantes. Le ratio dette/BAIIA est utilisé comme mesure de liquidité indiquant le montant du bénéfice ajusté nécessaire pour payer la dette, calculée conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (les « PCGR des États-Unis ») avant couverture des intérêts, des impôts et de l'amortissement.

Il n'est pas possible de fournir un rapprochement des mesures financières hors PCGR et des ratios hors PCGR prospectifs avec les mesures conformes aux PCGR comparables en raison de la difficulté et de l'impraticabilité de l'estimation de certains éléments, plus particulièrement en ce qui a trait à certains passifs éventuels et aux gains et pertes hors trésorerie latents liés à la juste valeur d'instruments financiers dérivés touchés par les variations du marché. Par conséquent, il n'est pas possible de fournir un rapprochement des mesures financières hors PCGR et des ratios hors PCGR prospectifs sans effort déraisonnable.

Nos mesures financières hors PCGR et nos ratios hors PCGR décrits ci-dessus sont des mesures qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et ne sont pas considérés 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.

Les tableaux ci-après fournissent un rapprochement des mesures hors PCGR avec les mesures conformes aux PCGR comparables.

## ANNEXE A

### RAPPROCHEMENT DES MESURES HORS PCGR – BAIIA AJUSTÉ ET BÉNÉFICE AJUSTÉ

#### BÉNÉFICE CONSOLIDÉ

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
Oléoducs	2 438	2 271	9 499	8 364
Transport de gaz et services intermédiaires	1 044	(1 258)	4 264	3 126
Distribution et stockage de gaz	238	459	1 592	1 827
Production d'énergie renouvelable	(146)	(127)	149	262
Services énergétiques	46	(69)	(37)	(417)
Éliminations et divers	881	160	837	(1 124)
<b>BAIIA</b>	<b>4 501</b>	<b>1 436</b>	<b>16 304</b>	<b>12 038</b>
Amortissement	(1 166)	(1 122)	(4 613)	(4 317)
Charge d'intérêts	(1 103)	(863)	(3 812)	(3 179)
Charge d'impôts sur les bénéfices	(664)	(560)	(1 821)	(1 604)
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	250	126	133	65
Dividendes sur les actions privilégiées	(92)	(84)	(352)	(414)
<b>Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>1 726</b>	<b>(1 067)</b>	<b>5 839</b>	<b>2 589</b>

#### RAPPROCHEMENT DU BAIIA AJUSTÉ ET DU BÉNÉFICE AJUSTÉ

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
Oléoducs	2 393	2 327	9 543	8 908
Transport de gaz et services intermédiaires	1 084	1 117	4 398	4 417
Distribution et stockage de gaz	519	467	1 873	1 856
Production d'énergie renouvelable	141	122	531	522
Services énergétiques	(27)	(62)	(101)	(364)
Éliminations et divers	(3)	(60)	210	192
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>4 107</b>	<b>3 911</b>	<b>16 454</b>	<b>15 531</b>
Amortissement	(1 208)	(1 155)	(4 762)	(4 427)
Charge d'intérêts	(957)	(872)	(3 700)	(3 196)
Charge d'impôts sur les bénéfices	(469)	(493)	(1 721)	(1 767)
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(18)	(35)	(176)	(93)
Dividendes sur les actions privilégiées	(92)	(85)	(352)	(356)
<b>Bénéfice ajusté</b>	<b>1 363</b>	<b>1 271</b>	<b>5 743</b>	<b>5 692</b>
<b>Bénéfice ajusté par action ordinaire</b>	<b>0,64</b>	<b>0,63</b>	<b>2,79</b>	<b>2,81</b>

## RAPPROCHEMENT DU BAIIA ET DU BÉNÉFICE AJUSTÉ

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
<b>BAIIA</b>	<b>4 501</b>	1 436	<b>16 304</b>	12 038
Éléments d'ajustement :				
Variation (du gain) de la perte latent lié à la juste valeur d'instruments dérivés	(1 015)	(437)	(1 263)	1 292
Perte de couverture réalisée sur l'ETC	—	—	638	—
Provision au titre de litiges	—	—	124	—
Ajustement des stocks, montant net	13	(55)	9	13
Perte de valeur d'actifs	732	448	732	503
Cessation de la comptabilisation de Southern Lights selon le traitement comptable s'appliquant aux activités à tarifs réglementés	(151)	—	(151)	—
Gain lié à l'opération de fusion de coentreprises	—	—	—	(1 076)
Perte de valeur de l'écart d'acquisition	—	2 475	—	2 475
Coûts de transaction	10	114	31	114
Autres	17	(70)	30	172
<b>Total des éléments d'ajustement</b>	<b>(394)</b>	2 475	<b>150</b>	3 493
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>4 107</b>	3 911	<b>16 454</b>	15 531
Amortissement	(1 166)	(1 122)	(4 613)	(4 317)
Charge d'intérêts	(1 103)	(863)	(3 812)	(3 179)
Charge d'impôts sur les bénéfices	(664)	(560)	(1 821)	(1 604)
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	250	126	133	65
Dividendes sur les actions privilégiées	(92)	(84)	(352)	(414)
Éléments d'ajustement à l'égard des aspects suivants :				
Amortissement	(42)	(33)	(149)	(110)
Charge d'intérêts	146	(9)	112	(17)
Charge d'impôts sur les bénéfices	195	67	100	(163)
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(268)	(161)	(309)	(158)
Dividendes sur les actions privilégiées	—	(1)	—	58
<b>Bénéfice ajusté</b>	<b>1 363</b>	1 271	<b>5 743</b>	5 692
<b>Bénéfice ajusté par action ordinaire</b>	<b>0,64</b>	0,63	<b>2,79</b>	2,81

## ANNEXE B

### RAPPROCHEMENT DES MESURES HORS PCGR – BAIIA AJUSTÉ ET BAIIA PAR SECTEUR

#### OLÉODUCS

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>2 393</b>	2 327	<b>9 543</b>	8 908
Variation du gain (de la perte) latent lié à la juste valeur d'instruments dérivés <sup>1</sup>	15	181	607	(183)
Perte de couverture réalisée sur l'ETC	—	—	(638)	—
Perte de valeur d'actifs	(86)	(197)	(86)	(252)
Cessation de la comptabilisation de Southern Lights selon le traitement comptable s'appliquant aux activités à tarifs réglementés	151	—	151	—
Autres	(35)	(40)	(78)	(109)
<b>Total des ajustements</b>	<b>45</b>	(56)	<b>(44)</b>	(544)
<b>BAIIA</b>	<b>2 438</b>	2 271	<b>9 499</b>	8 364

<sup>1</sup> Se rapporte aux instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change et le risque lié aux prix des marchandises.

#### TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>1 084</b>	1 117	<b>4 398</b>	4 417
Variation du gain (de la perte) latent lié à la juste valeur d'instruments dérivés – prix des marchandises	34	—	32	—
Perte de valeur d'actifs	(82)	—	(82)	—
Provision au titre de litiges	—	—	(124)	—
Perte de valeur de l'écart d'acquisition	—	(2 475)	—	(2 475)
Gain lié à l'opération de fusion de coentreprises	—	—	—	1 076
Gain lié à un règlement avec un client	—	118	—	118
Autres	8	(18)	40	(10)
<b>Total des ajustements</b>	<b>(40)</b>	(2 375)	<b>(134)</b>	(1 291)
<b>BAIIA</b>	<b>1 044</b>	(1 258)	<b>4 264</b>	3 126

#### DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>519</b>	467	<b>1 873</b>	1 856
Perte de valeur d'actifs	(281)	—	(281)	—
Autres	—	(8)	—	(29)
<b>Total des ajustements</b>	<b>(281)</b>	(8)	<b>(281)</b>	(29)
<b>BAIIA</b>	<b>238</b>	459	<b>1 592</b>	1 827

## PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>141</b>	122	<b>531</b>	522
Variation du gain (de la perte) latent lié à la juste valeur d'instruments dérivés – taux de change	3	2	8	8
Variation du gain (de la perte) latent lié à la juste valeur d'instruments dérivés – prix des marchandises	4	—	(80)	—
Perte de valeur d'actifs	(283)	(238)	(283)	(238)
Autres	(11)	(13)	(27)	(30)
Total des ajustements	(287)	(249)	(382)	(260)
<b>BAIIA</b>	<b>(146)</b>	(127)	<b>149</b>	262

## SERVICES ÉNERGÉTIQUES

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>(27)</b>	(62)	<b>(101)</b>	(364)
Variation du gain (de la perte) latent lié à la juste valeur d'instruments dérivés – prix des marchandises	86	(49)	73	(27)
Ajustement des stocks, montant net	(13)	55	(9)	(13)
Perte de valeur d'actifs	—	(13)	—	(13)
Total des ajustements	73	(7)	64	(53)
<b>BAIIA</b>	<b>46</b>	(69)	<b>(37)</b>	(417)

## ÉLIMINATIONS ET DIVERS

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>(3)</b>	(60)	<b>210</b>	192
Variation du gain (de la perte) latent lié à la juste valeur d'instruments dérivés – taux de change	873	303	623	(1 090)
Coûts de transaction	(10)	(114)	(31)	(114)
Autres	21	31	35	(112)
Total des ajustements	884	220	627	(1 316)
<b>BAIIA</b>	<b>881</b>	160	<b>837</b>	(1 124)

## ANNEXE C

### RAPPROCHEMENT DES MESURES HORS PCGR – RENTRÉES DE TRÉSORERIE LIÉES AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION ET FTD

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre		31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
Rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation	3 812	3 613	14 201	11 230
Montant ajusté pour les variations des actifs et des passifs d'exploitation <sup>1</sup>	(850)	(590)	(2 311)	12
	<b>2 962</b>	3 023	<b>11 890</b>	11 242
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	(81)	(75)	(363)	(259)
Dividendes sur les actions privilégiées	(92)	(84)	(352)	(338)
Investissements de maintien <sup>2</sup>	(270)	(354)	(918)	(820)
Éléments d'ajustement importants à l'égard des aspects suivants :				
Autres rentrées de trésorerie non comptabilisées dans les produits <sup>3</sup>	37	65	210	238
Distributions provenant des participations dans des satellites en excédent des bénéfices cumulatifs <sup>4</sup>	296	259	639	733
Perte de couverture réalisée sur l'ETC, déduction faite des impôts	—	—	479	—
Gain au règlement d'un litige	—	—	(68)	—
Charges de restructuration liées à la stratégie d'assurance d'entreprise	—	—	—	100
Autres éléments	(120)	(171)	(250)	87
<b>FTD</b>	<b>2 732</b>	2 663	<b>11 267</b>	10 983

1 Variations des actifs et des passifs d'exploitation, déduction faite des recouvrements.

2 Les investissements de maintien comprennent les dépenses requises pour le soutien et l'entretien du réseau de pipelines existant ou qui sont nécessaires pour maintenir les fonctions de service des biens existants (y compris le remplacement de composants usés, défectueux ou achevant leur durée de vie utile). Aux fins des FTD, les investissements de maintien excluent les dépenses qui prolongent la durée de vie utile des biens, augmentent les fonctions de service par rapport aux niveaux actuels ou réduisent les coûts engagés pour rehausser les produits ou les fonctions de service des biens existants. Les investissements de maintien excluent également les projets de réduction des émissions ainsi que les programmes de modernisation d'actifs à grande échelle qui favorisent une fiabilité opérationnelle élevée.

3 Comprend la trésorerie reçue, déduction faite des produits comptabilisés, au titre de contrats sur les droits de rattrapage et d'ententes similaires donnant lieu à des produits reportés.

4 Ces montants sont présentés déduction faite des éléments d'ajustement.