



Rapport de gestion

En date du 7 novembre 2025

Le présent rapport de gestion donne un aperçu des résultats d'exploitation d'Emera Incorporated et de ses filiales et investissements consolidés (collectivement, « Emera » ou la « société ») pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2025 par rapport aux périodes correspondantes de 2024, de même qu'un aperçu de sa situation financière au 30 septembre 2025 par rapport au 31 décembre 2024. Les activités de la société sont réalisées par l'entremise de cinq secteurs à présenter : Services publics d'électricité de la Floride, Services publics d'électricité canadiens, Services publics de gaz naturel, Autres services publics d'électricité et infrastructure et Autres.

Le présent rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités d'Emera et des notes annexes au 30 septembre 2025 et pour le trimestre et la période de neuf mois clos à cette date, ainsi que du rapport de gestion et des états financiers consolidés audités annuels d'Emera et des notes annexes au 31 décembre 2024 et pour l'exercice clos à cette date. Emera suit les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis » ou « PCGR »). On peut obtenir de plus amples renseignements sur Emera, y compris sa notice annuelle, sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov.

Les méthodes comptables utilisées par les entités à tarifs réglementés d'Emera peuvent différer de celles utilisées par les entreprises à tarifs non réglementés d'Emera en ce qui a trait au moment de la comptabilisation de certains actifs, passifs, produits et charges. Voici les filiales à tarifs réglementés et investissements d'Emera au 30 septembre 2025 :

Filiale à tarifs réglementés ou placement dans des sociétés satellites	Organisme chargé de l'approbation/ de l'examen des conventions comptables
Filiale	
Tampa Electric Company (« TEC »)	Florida Public Service Commission (la « FPSC ») et Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC »)
Nova Scotia Power Inc. (« NSPI »)	Nova Scotia Energy Board (le « NSEB »), auparavant Nova Scotia Utility and Review Board
Peoples Gas System, Inc. (« PGS »)	La FPSC
New Mexico Gas Company, Inc. (« NMGC »)	New Mexico Public Regulation Commission (la « NMPRC »)
SeaCoast Gas Transmission, LLC (« SeaCoast »)	La FPSC
Emera Brunswick Pipeline Company Limited (« Brunswick Pipeline »)	Régie canadienne de l'énergie (la « RCE »)
Barbados Light & Power Company Limited (« BLPC »)	Fair Trading Commission de la Barbade (la « FTC »)
Grand Bahama Power Company Limited (« GBPC »)	The Grand Bahama Port Authority (la « GBPA »)
Placements dans des sociétés satellites	
NSP Maritime Link Inc. (« NSPML »)	Le NSEB
Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership and Maritimes & Northeast Pipeline LLC (« M&NP »)	La RCE et la FERC
St. Lucia Electricity Services Limited (« Lucelec »)	National Utility Regulatory Commission
Wasoqonatl Transmission Incorporated (« WTI »)	Le NSEB

Tous les montants sont en dollars canadiens (« \$ CA »), exception faite des montants indiqués dans les rubriques du présent rapport de gestion portant sur les secteurs Services publics d'électricité de la Floride, Services publics de gaz naturel et infrastructure et Autres services publics d'électricité qui, sauf indication contraire, sont libellés en dollars américains (« \$ US »).

TABLE DES MATIÈRES

Information prospective.....	2	Services publics de gaz naturel et infrastructure ..	23
Introduction et aperçu stratégique.....	3	Autres services publics d'électricité.....	24
Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR	4	Autres	25
Rétrospective financière consolidée.....	7	Situation de trésorerie et sources de financement ..	27
Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice.....	7	Flux de trésorerie consolidés – Faits saillants.....	28
Principales données financières consolidées.....	8	Obligations contractuelles	30
Faits saillants de l'état des résultats consolidés....	10	Gestion de la dette	31
Survol de l'entreprise et perspectives		Notes de crédit	32
commerciales	13	Garanties et lettres de crédit	32
Services publics d'électricité de la Floride.....	13	Informations sur les actions en circulation.....	33
Services publics d'électricité canadiens	14	Transactions entre parties liées	34
Services publics de gaz naturel et infrastructure ..	15	Gestion des risques et instruments financiers	35
Autres services publics d'électricité.....	16	Communication de l'information et contrôles	
Autres.....	16	internes.....	36
Bilans consolidés – Faits saillants.....	17	Estimations comptables critiques	37
Autres faits récents	18	Modification de méthodes et de pratiques	
Principales données financières.....	20	comptables	37
Services publics d'électricité de la Floride.....	20	Prises de position comptables futures.....	37
Services publics d'électricité canadiens	21	Récapitulatif des résultats trimestriels	38

INFORMATION PROSPECTIVE

Le présent rapport de gestion contient de l'« information prospective », au sens attribué à cette expression dans les lois sur les valeurs mobilières canadiennes applicables, ainsi que des énoncés qui reflètent les attentes actuelles quant à la croissance, aux résultats d'exploitation, au rendement, au calendrier et à l'issue attendus de la vente imminente de NMGC, à l'étendue de l'incident lié à la cybersécurité et aux répercussions que celui-ci pourrait avoir sur la situation financière et les résultats d'exploitation de la société, sur la remise en service de ses systèmes de TI, sur ses indemnités d'assurance et sur les processus de continuité de ses activités, ainsi qu'à d'autres aspects susceptibles d'être touchés par l'incident lié à la cybersécurité, notamment les perspectives et les occasions commerciales futures de la société, et il pourrait ne pas être approprié à d'autres fins. La totalité de cette information prospective et de ces énoncés est présentée conformément aux dispositions relatives aux règles refuges des lois sur les valeurs mobilières applicables. Les termes « prévoit », « croit », « pourrait », « estime », « s'attend à », « projette », « échéancier », « devrait », « vise » et « cible », de même que les verbes employés au conditionnel et au futur et les expressions similaires, visent souvent à mettre en évidence l'information prospective, bien que celle-ci ne soit pas toujours véhiculée au moyen de ces termes. L'information prospective reflète les opinions actuelles de la direction d'Emera et se fonde sur l'information dont celle-ci dispose actuellement, et elle ne devrait pas être interprétée comme une garantie portant sur les événements, le rendement ou les résultats futurs. De plus, elle ne reflétera pas nécessairement fidèlement la réalisation de ces événements, de ce rendement ou de ces résultats ni le moment de leur réalisation.

L'information prospective est fondée sur des hypothèses raisonnables et elle est assujettie à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante des résultats historiques ou de ceux prévus dans le cadre de l'information prospective. Les facteurs pouvant faire en sorte que les événements ou les résultats diffèrent des attentes actuelles comprennent, sans en exclure d'autres, les suivants : le risque lié à la réglementation et le risque politique; le risque lié aux modifications législatives; les risques liés à l'exploitation et à l'entretien; les fluctuations de la conjoncture économique; le risque lié à la disponibilité et au prix des produits de base; le risque de liquidité et le risque lié aux marchés financiers; les variations dans les notes de crédit; la croissance future des dividendes; la croissance de la base tarifaire, ainsi que la croissance du résultat ajusté par action ordinaire; le calendrier et les coûts liés à certains investissements en immobilisations; les incidences prévues sur Emera des défis touchant l'économie mondiale; les répercussions possibles des conflits commerciaux et des droits de douane; les niveaux de consommation prévus d'énergie; le maintien de couvertures d'assurance adéquates et l'encaissement des produits d'assurance; les changements dans les habitudes de consommation de l'énergie par les abonnés; la possibilité que l'évolution de la technologie ait une incidence sur la demande en électricité; le risque lié aux changements climatiques; le risque lié aux conditions météorologiques, y compris l'augmentation de la fréquence et de la gravité des événements météorologiques; le risque de feux de forêt; les dépenses d'entretien et les autres dépenses imprévues; le risque lié à l'exploitation et à l'entretien des systèmes; les instruments financiers dérivés et les couvertures; le risque de taux d'intérêt; le risque d'inflation; le risque de contrepartie; l'interruption de l'approvisionnement en combustible; le risque pays; le risque lié à la chaîne d'approvisionnement; les risques environnementaux; le change; les décisions réglementaires et gouvernementales, y compris les modifications apportées aux lois touchant à l'environnement, à l'information financière et à la fiscalité; les risques liés aux exigences de rendement et de capitalisation des régimes de retraite; la perte d'un secteur de service; les risques et les coûts liés à une défaillance des infrastructures de technologies de l'information (« TI ») et les incidents liés à la cybersécurité, y compris la remise en service des systèmes de TI et les processus de continuité des activités; les incertitudes liées aux maladies infectieuses, aux pandémies et aux menaces similaires pour la santé publique; les prix de vente des produits énergétiques sur le marché; les relations de travail; et la disponibilité des ressources en matière de main-d'œuvre et de gestion.

Les lecteurs sont priés de ne pas se fier indûment à l'information prospective, étant donné que les résultats réels pourraient différer de façon importante des plans, des attentes, des estimations ou des intentions et des énoncés qui y figurent. L'ensemble de l'information prospective contenue dans le présent rapport de gestion est publié sous réserve des mises en garde ci-dessus et, sauf si cela est exigé en vertu de la loi, Emera nie toute obligation de réviser ou de mettre à jour quelque information prospective que ce soit en raison de la production de nouveaux renseignements ou de la survenance de nouveaux événements, ou pour toute autre raison.

INTRODUCTION ET APERÇU STRATÉGIQUE

Emera (TSX/NYSE : EMA) est un fournisseur nord-américain de services énergétiques qui possède et exploite un portefeuille d'entreprises de services publics réglementées axées sur le coût du service dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel. Elle exerce ses activités principalement en Floride, tout en étant également présente dans le Canada Atlantique, au Nouveau-Mexique et dans les Caraïbes. Le siège social d'Emera est situé à Halifax, en Nouvelle-Écosse, au Canada.

La stratégie d'affaires d'Emera est centrée sur un investissement continu dans ses services publics réglementés, ainsi que sur une approche axée sur l'excellence en matière d'exploitation et d'efficacité, et ce, dans le but de fournir de l'énergie de manière sécuritaire et fiable à ses 2,7 millions de clients. La mise en œuvre efficace de ces priorités permet de générer un bénéfice, des flux de trésorerie et des dividendes prévisibles et croissants pour les actionnaires.

Les possibilités de bénéfice des services publics réglementés dépendent de l'ampleur de l'investissement net dans le service public (appelé « base tarifaire »), du montant des capitaux propres dans la structure du capital et du rendement ciblé des capitaux propres, tous ces éléments étant établis et approuvés par la réglementation. Les volumes des ventes et les charges d'exploitation ont également une incidence sur le bénéfice. En 2024, les entreprises de services publics réglementées axées sur le coût du service d'Emera en Floride représentaient 65 pour cent de la base tarifaire consolidée moyenne, celles du Canada atlantique, 27 pour cent, et celles des Caraïbes et du Nouveau-Mexique, 4 pour cent chacune.

Il est prévu que le plan d'investissement en immobilisations d'Emera se chiffre à environ 20 milliards de dollars entre 2026 et 2030. Ce programme d'investissement se concentre sur la création de valeur pour les clients grâce à des investissements prudents dans la fiabilité et la résilience des systèmes, la modernisation et l'agrandissement des infrastructures afin de soutenir la croissance de la clientèle, l'intégration des énergies renouvelables ainsi que les innovations technologiques dans le but d'offrir une meilleure expérience client. Il est prévu que près de 80 pour cent de ces investissements en immobilisations seront effectués dans les services publics d'Emera en Floride, en raison de la croissance de la clientèle et des besoins en systèmes de TEC et de PGS.

En millions de dollars	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Plan d'investissement en immobilisations	3 780 \$	3 730 \$	4 140 \$	4 180 \$	4 330 \$	20 160 \$
Base tarifaire consolidée moyenne						
Activités américaines	23 180 \$	25 100 \$	27 140 \$	29 300 \$	31 480 \$	
Activités canadiennes	7 340	7 660	7 990	8 320	8 580	
Total	30 520 \$	32 760 \$	35 130 \$	37 620 \$	40 060 \$	

* Le plan d'investissement en immobilisations et la base tarifaire consolidée moyenne ne tiennent pas compte de NMGC. Pour de plus amples renseignements sur la vente imminente de NMGC, se reporter à la rubrique « Autres faits récents ».

Le plan d'investissement en immobilisations d'Emera sera financé principalement par les flux de trésorerie générés à l'interne, par des capitaux d'emprunt obtenus par les sociétés en exploitation en conformité avec les structures du capital réglementées, par des émissions de titres de capitaux propres et par le produit de la vente prévue de NMGC. En règle générale, les besoins en capitaux propres d'Emera devraient être financés au moyen de l'émission d'actions hybrides et de l'émission d'actions ordinaires par le biais du régime de réinvestissement des dividendes (le « RRD ») et du programme d'émission d'actions au cours du marché (le « programme ACM ») d'Emera. Le maintien de notes de crédit de la catégorie investissement constitue une priorité stratégique essentielle de la société.

Emera a augmenté les dividendes par action ordinaire versés pendant 19 années consécutives et a établi des prévisions de croissance annuelle des dividendes de un à deux pour cent. Emera prévoit une croissance moyenne du résultat ajusté par action ordinaire de cinq à sept pour cent jusqu'en 2027, ce qui soutiendra la réduction du ratio de distribution des dividendes par rapport au bénéfice net ajusté. Pour plus de précisions sur les ratios non conformes aux PCGR que sont le « résultat ajusté par action ordinaire » et le « ratio de distribution du bénéfice net ajusté », se reporter à la rubrique « Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR ».

UNITÉS DE MESURE ET RATIOS FINANCIERS NON CONFORMES AUX PCGR

Emera utilise des unités de mesure et ratios financiers qui n'ont pas de signification normalisée selon les PCGR des États-Unis et sont calculés en ajustant certaines unités de mesures conformes aux PCGR compte tenu d'éléments précis. Ceux-ci pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres entités. Une analyse et un rapprochement de ces mesures et ratios sont présentés ci-après.

Bénéfice net ajusté, résultat ajusté de base par action ordinaire et ratio de distribution du bénéfice net ajusté

Emera calcule sa mesure du bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (le « bénéfice net ajusté ») en excluant les éléments ci-dessous du calcul du bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires. La direction estime que le fait d'exclure ces éléments permet de mieux refléter les activités d'exploitation courantes et aux investisseurs de mieux connaître et évaluer la société.

Emera calcule le bénéfice net ajusté pour le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure, le secteur Autres services publics d'électricité et le secteur Autres. Un rapprochement avec la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable est présenté pour chaque secteur. Se reporter aux sous-rubriques « Services publics de gaz naturel et infrastructure », « Autres services publics d'électricité » et « Autres » de la rubrique « Principales données financières ».

Le résultat ajusté de base par action ordinaire et le ratio de distribution du bénéfice net ajusté sont des ratios non conformes aux PCGR dont le calcul est fondé sur le bénéfice net ajusté, tel qu'il est décrit ci-dessus. Pour plus de précisions sur le ratio de distribution du bénéfice net ajusté, se reporter à la rubrique « Ratio de distribution des dividendes » du rapport de gestion annuel de 2024 de la société.

Rajustements de réévaluation à la valeur du marché :

La direction estime que le fait d'exclure du bénéfice net l'incidence des réévaluations à la valeur du marché et des variations connexes, jusqu'au règlement des contrats, permet un meilleur appariement entre le but et l'incidence financière de ceux-ci et les flux de trésorerie sous-jacents, et ne tient donc pas compte des rajustements de réévaluation à la valeur du marché pour évaluer le rendement et la rémunération incitative. Les rajustements de réévaluation à la valeur du marché sont liés à ce qui suit :

- aux instruments dérivés sur produits de base détenus à des fins de transaction (« DFT ») d'Emera, y compris les ajustements liés à l'écart de prix entre le lieu d'où provient le gaz naturel et le lieu où il est livré, et de l'amortissement connexe de la capacité de transport constaté à la suite de certaines opérations de commercialisation et de négociation d'Emera Energy;
- aux activités commerciales de Bear Swamp Power Company LLC (« Bear Swamp ») incluses dans la quote-part du bénéfice d'Emera;
- à des titres de capitaux propres détenus dans BLPC et Emera Energy;
- à la couverture de change d'Emera effectuée pour couvrir le risque lié au bénéfice libellé en dollars américains.

Charges liées à la vente imminente de NMGC :

Le 5 août 2024, Emera a conclu une entente visant la vente de NMGC. Au deuxième trimestre de 2025, la société a comptabilisé une perte de valeur de 71 millions de dollars après impôts, ainsi qu'une perte supplémentaire représentant des coûts de transaction estimés de 1 million de dollars, après impôts, liés à cette vente imminente. Au troisième trimestre de 2024, la société a comptabilisé un goodwill hors trésorerie et d'autres pertes de valeur de 206 millions de dollars après impôts ainsi qu'une perte supplémentaire représentant des coûts de transaction estimés de 19 millions de dollars, après impôts, liés à cette vente imminente. Se reporter aux rubriques « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » et « Autres faits récents » pour plus de précisions.

Gain à la vente de la participation minoritaire indirecte d'Emera dans Labrador Island Link (le « gain à la vente de LIL ») :

Au deuxième trimestre de 2024, Emera a comptabilisé un gain de 107 millions de dollars, après impôts et coûts de transaction, à la vente de LIL. Se reporter à la rubrique « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » pour plus de précisions.

Rapprochement entre le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et le bénéfice net ajusté

en millions de dollars (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	228 \$	4 \$	946 \$	340 \$
Moins :				
Charges liées à la vente imminente de NMGC, après impôts ¹⁾²⁾	-	(225)	(72)	(225)
Gain à la vente de LIL, après impôts ³⁾	-	-	-	107
(Perte) gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché, après impôts ⁴⁾	(35)	(7)	140	(145)
Bénéfice net ajusté	263 \$	236 \$	878 \$	603 \$
Résultat de base par action ordinaire	0,76 \$	0,01 \$	3,17 \$	1,18 \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,88 \$	0,81 \$	2,94 \$	2,10 \$

1) Représente (i) une perte de valeur hors trésorerie de 71 millions de dollars après impôts et des coûts de transaction de 1 million de dollars après impôts pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 et (ii) une perte de valeur hors trésorerie sur le goodwill et d'autres pertes de valeur de 206 millions de dollars après impôts et des coûts de transaction de 19 millions de dollars après impôts pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024.

2) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices de néant pour le trimestre clos le 30 septembre 2025 (20 millions de dollars en 2024) et de 5 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 (20 millions de dollars en 2024).

3) Déduction faite d'une charge d'impôts sur les bénéfices de 75 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024.

4) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices de 15 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2025 (recouvrement de 4 millions de dollars en 2024) et d'une charge d'impôts sur les bénéfices de 56 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 (recouvrement de 60 millions de dollars en 2024).

BAlIA et BAlIA ajusté

Le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (le « BAlIA ») et le BAlIA ajusté sont des mesures financières non conformes aux PCGR utilisées par Emera. Ces mesures financières sont utilisées par bon nombre d'investisseurs et de prêteurs pour mieux comprendre et analyser les flux de trésorerie et la qualité du crédit. Le BAlIA est utile pour évaluer le rendement d'exploitation d'Emera et est un indicateur de la capacité de la société à assurer le service de la dette ou à contracter des emprunts, à engager des dépenses en immobilisations et à financer le fonds de roulement. Le BAlIA ajusté représente le BAlIA, compte non tenu de l'incidence sur le bénéfice des rajustements de réévaluation à la valeur du marché, des charges liées à la vente imminente de NMGC et du gain à la vente de LIL comptabilisé en 2024.

Rapprochement entre le bénéfice net et le BAlIA et le BAlIA ajusté :

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Bénéfice net ¹⁾	248 \$	23 \$	1 003 \$	395 \$
Intérêts débiteurs nets	260	241	764	725
(Recouvrement) charge d'impôts sur les bénéfices	6	(9)	116	40
Amortissement	324	293	959	866
BAlIA	838 \$	548 \$	2 842 \$	2 026 \$
Moins :				
Charges liées à la vente imminente de NMGC, après impôts	-	(245)	(77)	(245)
Gain à la vente de LIL, compte non tenu des impôts sur les bénéfices	-	-	-	182
(Perte) gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché, compte non tenu des impôts sur les bénéfices	(50)	(11)	196	(205)
BAlIA ajusté	888 \$	804 \$	2 723 \$	2 294 \$

1) Le bénéfice net représente le bénéfice avant la participation ne donnant pas le contrôle dans les filiales et les dividendes sur les actions privilégiées.

RÉTROSPECTIVE FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice

Charges liées à la vente imminente de NMGC

2025 :

Au deuxième trimestre de 2025, Emera a comptabilisé une perte de valeur hors trésorerie de 75 millions de dollars (71 millions de dollars après impôts, ou 0,24 \$ par action ordinaire) liés à la réévaluation du groupe destiné à la cession de NMGC à la juste valeur diminuée des coûts de la vente. Cette perte de valeur a été comptabilisée au poste « Pertes de valeur » dans les états des résultats consolidés résumés et incluse dans le secteur Autres.

2024 :

Au troisième trimestre de 2024, Emera a comptabilisé une perte de valeur hors trésorerie sur le goodwill et d'autres pertes de valeur de 221 millions de dollars (206 millions de dollars après impôts, ou 0,72 \$ par action ordinaire) liés à l'unité d'exploitation NMGC. Ces charges ont été comptabilisées au poste « Pertes de valeur » dans les états des résultats consolidés résumés et incluses dans les secteurs Autres et Services publics de gaz naturel et infrastructures. De plus, au troisième trimestre de 2024, Emera a comptabilisé une perte de 24 millions de dollars (19 millions de dollars après impôts, ou 0,06 \$ par action ordinaire) représentant des coûts de transaction estimés liés à la vente imminente. Ces coûts de transaction ont été comptabilisés au poste « Autres produits, montant net » dans l'état des résultats consolidé résumé et inclus dans le secteur Autres.

Se reporter à la rubrique « Autres faits récents » pour plus de précisions sur la vente imminente de NMGC. Se reporter à la note 3 afférente aux états financiers intermédiaires consolidés résumés pour plus de précisions sur les pertes de valeur hors trésorerie, y compris celles liées au goodwill.

Incidence, sur le bénéfice, (de la perte) du gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts

La perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts a augmenté de 28 millions de dollars pour s'établir à 35 millions de dollars au troisième trimestre de 2025, contre 7 millions de dollars au troisième trimestre de 2024, en raison principalement d'une perte réalisée sur des couvertures de change se rapportant aux activités du siège social, comparativement à un gain pour la période correspondante de l'exercice précédent. La perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts de 145 millions de dollars inscrite pour les neuf premiers mois de 2024 a diminué de 285 millions de dollars pour représenter un gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts de 140 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2025, ce qui s'explique principalement par les variations favorables des positions existantes et par la baisse de l'amortissement des actifs de transport du gaz naturel à Emera Energy Services (« EES »).

Gain à la vente de LIL comptabilisé en 2024

Le 4 juin 2024, Emera a conclu la vente de sa participation dans LIL. Un gain à la vente de 182 millions de dollars, après coûts de transaction (107 millions de dollars, après impôts et coûts de transaction, ou 0,37 \$ par action ordinaire), a été comptabilisé au poste « Autres produits, montant net » dans les états des résultats consolidés résumés et inclus dans le secteur Autres. Pour plus de précisions sur la transaction, se reporter à la note 3 afférente aux états financiers intermédiaires consolidés résumés.

Principales données financières consolidées

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
Bénéfice net ajusté	2025	2024	2025	2024
Services publics d'électricité de la Floride	302 \$	252 \$	726 \$	524 \$
Services publics d'électricité canadiens	13	26	151	155
Services publics de gaz naturel et infrastructure	32	38	200	180
Autres services publics d'électricité	16	10	28	27
Autres	(100)	(90)	(227)	(283)
Bénéfice net ajusté	263 \$	236 \$	878 \$	603 \$
Charges liées à la vente imminente de NMGC, après impôts	-	(225)	(72)	(225)
Gain à la vente de LIL, après impôts	-	-	-	107
(Perte) gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché, après impôts	(35)	(7)	140	(145)
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	228 \$	4 \$	946 \$	340 \$

Le tableau qui suit fait état des variations importantes du bénéfice net ajusté d'un trimestre à l'autre et d'un exercice à l'autre entre 2024 et 2025 :

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 septembre	Neuf mois clos les 30 septembre
Bénéfice net ajusté – 2024	236 \$	603 \$
Rendement des unités d'exploitation		
Augmentation du bénéfice à TEC attribuable à la hausse des produits découlant des nouveaux tarifs de base et à la croissance de la clientèle, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales, de la dotation aux amortissements, des intérêts et de la charge d'impôts sur les bénéfices. Augmentation d'un exercice à l'autre attribuable également à l'incidence des conditions météorologiques favorables et à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien	50	202
Diminution de la quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites attribuable à la vente de LIL au deuxième trimestre de 2024	-	(28)
Augmentation du bénéfice à EES d'un exercice à l'autre attribuable aux conditions météorologiques favorables et aux conditions de marché qui en ont résulté au premier trimestre de 2025 (une augmentation des prix du gaz naturel et une volatilité accrue)	(1)	33
Augmentation du bénéfice à NMGC d'un exercice à l'autre attribuable à l'augmentation des produits découlant des nouveaux tarifs de base et à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien	(4)	22
Diminution, d'un trimestre à l'autre, du bénéfice à NSPI attribuable à l'augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales et à la hausse de la dotation aux amortissements. Augmentation, d'un exercice à l'autre, du bénéfice attribuable aux crédits d'impôt à l'investissement liés aux investissements dans les technologies propres et à la hausse des volumes des ventes résultant des conditions météorologiques favorables, partiellement contrebalancés par l'augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales et par la hausse de la dotation aux amortissements	(11)	30
Siège social		
Augmentation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices découlant de la diminution de la provision pour moins-value de l'actif d'impôts reportés et de la hausse de la perte avant la charge d'impôts sur les bénéfices	11	18
Augmentation des intérêts débiteurs attribuable essentiellement à la hausse de la dette, partiellement contrebalancée par la baisse des taux d'intérêt	(3)	(10)
Augmentation d'un trimestre à l'autre et diminution d'un exercice à l'autre des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuables principalement au moment de la comptabilisation de la charge de rémunération à long terme et des couvertures connexes	(16)	8
Autres écarts	1	-
Bénéfice net ajusté – 2025	263 \$	878 \$

Se reporter à la rubrique « Principales données financières » pour plus de précisions sur les contributions des secteurs à présenter.

en millions de dollars	Neuf mois clos les 30 septembre	
	2025	2024
Flux de trésorerie liés à l'exploitation avant la variation du fonds de roulement	1 972 \$	1 732 \$
Variations du fonds de roulement	(382)	220
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 590 \$	1 952 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(2 518) \$	(1 289) \$
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	941 \$	(997) \$

Se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie consolidés – Faits saillants » pour obtenir une analyse plus approfondie des flux de trésorerie.

en millions de dollars	Au 30 septembre	Au 31 décembre
	2025	2024
Total de l'actif	43 803 \$	42 951 \$
Total de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an) ¹⁾	18 979 \$	18 407 \$

1) Exclut les soldes de NMGC classés comme étant détenus en vue de la vente. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique « Autres faits récents » et à la note 3 afférente aux états financiers intermédiaires consolidés résumés.

Faits saillants de l'état des résultats consolidés

en millions de dollars (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 septembre			Neuf mois clos les 30 septembre		
	2025	2024	Variation	2025	2024	Variation
Produits d'exploitation	2 106 \$	1 802 \$	304 \$	6 770 \$	5 437 \$	1 333 \$
Charges d'exploitation	1 626 \$	1 586 \$	(40)	5 070 \$	4 596 \$	(474)
Bénéfice d'exploitation	480 \$	216 \$	264 \$	1 700 \$	841 \$	859 \$
Autres produits nets	19 \$	14 \$	5 \$	135 \$	232 \$	(97) \$
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	6 \$	(9) \$	(15) \$	116 \$	40 \$	(76) \$
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	228 \$	4 \$	224 \$	946 \$	340 \$	606 \$
Bénéfice net ajusté	263 \$	236 \$	27 \$	878 \$	603 \$	275 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	299,9	290,0	9,9	298,5	287,5	11,0
Résultat de base par action ordinaire	0,76 \$	0,01 \$	0,75 \$	3,17 \$	1,18 \$	1,99 \$
Résultat dilué par action ordinaire	0,76 \$	0,01 \$	0,75 \$	3,16 \$	1,18 \$	1,98 \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,88 \$	0,81 \$	0,07 \$	2,94 \$	2,10 \$	0,84 \$
Dividendes par action ordinaire déclarés	0,7250 \$	0,7175 \$	0,0075 \$	2,1750 \$	2,1525 \$	0,0225 \$
BAIIA ajusté	888 \$	804 \$	84 \$	2 723 \$	2 294 \$	429 \$

Produits d'exploitation

Les produits d'exploitation ont augmenté de 304 millions de dollars au troisième trimestre de 2025 comparativement au troisième trimestre de 2024 et, compte non tenu de la variation des incidences de la réévaluation à la valeur du marché, ils ont augmenté de 316 millions de dollars. L'augmentation s'explique par l'augmentation des recouvrements au titre des coûts liés aux tempêtes à TEC et à NSPI (compensation dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales), par les nouveaux tarifs de base à TEC et à NMGC, par l'augmentation des produits reportés réglementaires à TEC et par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien.

Les produits d'exploitation ont augmenté de 1 333 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2025 comparativement aux neuf premiers mois de 2024 et, compte non tenu de la variation des incidences de la réévaluation à la valeur du marché, ils ont augmenté de 983 millions de dollars. La hausse découle de l'augmentation des recouvrements au titre des coûts liés aux tempêtes à TEC et à NSPI (compensation dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales), des nouveaux tarifs de base à TEC et à NMGC, de l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien, de l'augmentation des produits reportés réglementaires à TEC, de l'augmentation de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation à EES, des conditions météorologiques favorables à NSPI et à TEC, de la hausse des ventes hors système à PGS, ainsi que de la croissance de la clientèle à TEC.

Charges d'exploitation

Au troisième trimestre de 2025, les charges d'exploitation ont augmenté de 40 millions de dollars par rapport à celles inscrites au troisième trimestre de 2024. Compte non tenu des charges liées à la vente imminente de NMGC de 221 millions de dollars comptabilisées en 2024, les charges d'exploitation ont augmenté de 261 millions de dollars. Pour les neuf premiers mois de 2025, les charges d'exploitation ont augmenté de 474 millions de dollars par rapport à celles inscrites pour les neuf premiers mois de 2024 et, compte non tenu de la variation des charges liées à la vente imminente de NMGC de 146 millions de dollars, elles ont augmenté de 620 millions de dollars. Ces hausses découlent de la comptabilisation de coûts liés aux dommages causés par les tempêtes plus élevés à TEC et à NSPI (compensation dans les produits), de la hausse des prix du gaz naturel à TEC et à PGS, de l'augmentation de l'amortissement à TEC, à PGS et à NMGC, ainsi que de l'augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales à NSPI, à PGS et à NMGC. L'augmentation d'un exercice à l'autre est également attribuable à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien, à la hausse du combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité et à l'augmentation de l'amortissement à NSPI.

Autres produits nets

Les autres produits nets ont augmenté de 5 millions de dollars au troisième trimestre de 2025 par rapport à ceux du troisième trimestre de 2024, en raison des coûts de transaction liés à la vente imminente de NMGC comptabilisés en 2024, en partie contrebalancés par la baisse des gains de change du siège social en 2025.

Les autres produits nets ont diminué de 97 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2025 par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, en raison du gain à la vente de LIL comptabilisé en 2024, partiellement contrebalancé par l'augmentation des gains de change du siège social en 2025, par les coûts de transaction liés à la vente imminente de NMGC comptabilisés en 2024 et par la hausse des produits d'intérêts à TEC.

Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices

Pour le troisième trimestre de 2025, la charge d'impôts sur les bénéfices a augmenté de 15 millions de dollars par rapport au troisième trimestre de 2024, en raison de l'incidence fiscale de la diminution des charges liées à la vente imminente de NMGC, en partie contrebalancée par la diminution de la provision pour moins-value de l'actif d'impôts reportés.

La charge d'impôts sur les bénéfices pour les neuf premiers mois de 2025 affiche une hausse de 76 millions de dollars par rapport aux neuf premiers mois de 2024, ce qui s'explique par l'augmentation du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices (compte non tenu du gain à la vente de LIL en 2024 et des charges liées à la vente imminente de NMGC) et par l'incidence fiscale de la diminution des charges liées à la vente imminente de NMGC. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'incidence fiscale du gain à la vente de LIL en 2024, par l'augmentation des crédits d'impôt à l'investissement liés aux investissements dans les technologies propres à NSPI, par l'augmentation des crédits d'impôt à TEC et par la diminution de la provision pour moins-value de l'actif d'impôts reportés.

Bénéfice net et bénéfice net ajusté

Par rapport à celui du troisième trimestre de 2024, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires du troisième trimestre de 2025 reflète l'incidence favorable des charges de 225 millions de dollars liées à la vente imminente de NMGC qui avaient été comptabilisées en 2024, ainsi que l'incidence défavorable de l'augmentation de 28 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché. Compte non tenu de ces incidences, le bénéfice net ajusté a augmenté de 27 millions de dollars, en raison principalement de la hausse du bénéfice à TEC, en partie contrebalancée par la diminution du bénéfice à NSPI et à NMGC et par l'augmentation des coûts du siège social.

Par rapport à celui des neuf premiers mois de 2024, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires des neuf premiers mois de 2025 reflète l'incidence favorable de l'augmentation de 285 millions de dollars des gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché, ainsi que la variation de 153 millions de dollars des charges liées à la vente imminente de NMGC et l'incidence défavorable du gain de 107 millions de dollars à la vente de LIL qui avait été comptabilisé en 2024. Compte non tenu de ces variations, le bénéfice net ajusté a augmenté de 275 millions de dollars. Cette augmentation s'explique surtout par la hausse du bénéfice à TEC, à EES, à NSPI et à NMGC, et par la diminution des coûts du siège social. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la diminution de la quote-part du bénéfice provenant du projet LIL.

Résultat de base par action ordinaire et résultat ajusté de base par action ordinaire

Le résultat de base par action ordinaire et le résultat ajusté de base par action ordinaire du troisième trimestre et des neuf premiers mois de 2025 ont été plus élevés, en raison de l'augmentation du bénéfice dont il est question ci-dessus, en partie contrebalancée par l'incidence de l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions en circulation.

Incidence de la conversion des monnaies étrangères

Les résultats des établissements à l'étranger sont convertis au taux de change moyen pondéré, et les actifs et les passifs des établissements à l'étranger sont convertis au cours en vigueur à la clôture de la période. Pour plus de précisions sur l'incidence de la conversion des monnaies étrangères, se reporter au rapport de gestion annuel de 2024 de la société.

Les taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain pour 2025 et 2024 s'établissent comme suit :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre		Exercices clos le 31 décembre
	2025	2024	2025	2024	2024
Taux de change moyen pondéré \$ CA/\$ US	1,38 \$	1,36 \$	1,41 \$	1,36 \$	1,36 \$
Taux de change \$ CA/\$ US à la clôture de la période	1,39 \$	1,35 \$	1,39 \$	1,35 \$	1,44 \$

Le tableau ci-dessous présente les principaux secteurs dont les contributions au bénéfice net ajusté sont comptabilisées en dollars américains :

en millions de \$ US	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Services publics d'électricité de la Floride	220 \$	186 \$	522 \$	385 \$
Services publics de gaz naturel et infrastructure ¹⁾²⁾	19	25	129	122
Autres services publics d'électricité	11	8	20	20
Secteur Autres ³⁾	(47)	(58)	(97)	(108)
Total¹⁾⁴⁾	203 \$	161 \$	574 \$	419 \$

1) Comprend le bénéfice net ajusté en dollars américains provenant de PGS, de NMGC, de SeaCoast et de M&NP.

2) Exclut un montant de 6 millions de dollars américains après impôts au titre d'autres pertes de valeur liées à la vente imminente de NMGC pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024.

3) Comprend la tranche du bénéfice net ajusté en dollars américains d'EES et de Bear Swamp, ainsi que les intérêts débiteurs sur la dette libellée en dollars américains d'Emera Inc.

4) Exclut une perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 20 millions de dollars américains après impôts pour le trimestre clos le 30 septembre 2025 (perte de 183 millions de dollars américains après impôts en 2024) et un gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 78 millions de dollars américains après impôts pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 (perte de 272 millions de dollars américains après impôts en 2024).

L'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur le bénéfice en dollars américains s'est traduite par une augmentation du bénéfice net ajusté de 1 million de dollars pour le troisième trimestre de 2025 et de 16 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2025 par rapport aux périodes correspondantes de 2024. Au troisième trimestre de 2025, l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur le bénéfice en dollars américains a été plus que contrebalancée par les pertes de change réalisées et latentes sur les instruments de couverture de change utilisés pour atténuer le risque de conversion du bénéfice en dollars américains, ce qui s'est traduit par une diminution de 10 millions de dollars du bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires par rapport à la période correspondante de 2024. Pour les neuf premiers mois de 2025, l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur le bénéfice en dollars américains s'est traduite par une augmentation du bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 52 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2024. L'incidence des variations de la conversion du dollar canadien tient compte des incidences des couvertures de change se rapportant aux activités du siège social utilisées pour atténuer le risque de change lié au bénéfice en dollars américains dans le secteur Autres.

SURVOL DE L'ENTREPRISE ET PERSPECTIVES COMMERCIALES

Il n'y a pas eu de changements importants dans le survol d'entreprise ou les perspectives commerciales d'Emera par rapport à son rapport de gestion annuel de 2024, à l'exception des mises à jour présentées ci-dessous. Les répercussions des différends commerciaux et des droits de douane sur les résultats financiers et les activités d'Emera demeurent incertaines, la situation étant appelée à évoluer selon les circonstances. À ce jour, aucune incidence financière significative sur la société n'a été observée. Pour plus de précisions sur les risques liés aux conflits commerciaux et à l'imposition de droits de douane, se reporter à la rubrique « Risque d'entreprise et gestion du risque » du rapport de gestion annuel de 2024 d'Emera.

Services publics d'électricité de la Floride

TEC prévoit dégager un RCP se situant dans la partie supérieure de sa fourchette en 2025. En raison des nouveaux tarifs de base qui sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2025, le bénéfice en dollars américains de TEC en 2025 devrait être supérieur à celui de 2024. TEC prévoit que les taux de croissance de la clientèle de 2025 seront comparables à ceux de 2024, ce qui reflète la croissance économique prévue en Floride.

Le 4 septembre 2025, TEC a déposé auprès de la FPSC une demande visant à augmenter ses produits de base de 88 millions de dollars américains afin de tenir compte du rajustement de 2026, conformément à la décision visant la demande de hausse tarifaire de 2024. Le 4 novembre 2025, la FPSC a approuvé le rajustement, et les nouveaux tarifs entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2026.

Le 3 février 2025, la FPSC a émis l'ordonnance finale approuvant la décision visant la demande de hausse tarifaire, qui a pris effet le 1^{er} janvier 2025. Pour plus de précisions sur la décision visant la demande de hausse tarifaire, se reporter à la note 7 afférente aux états financiers consolidés audités annuels de 2024 d'Emera. En février 2025, une demande de nouvel examen de certains aspects de l'ordonnance finale a été déposée auprès de la FPSC. Le 6 mai 2025, la FPSC a rejeté la demande de nouvel examen, sauf en ce qui concerne la rectification de calculs peu importants, et l'ordonnance finale a été émise le 11 juin 2025. En mars 2025, deux parties intervenantes ont chacune déposé un avis d'appel auprès de la Cour suprême de Floride concernant l'issue de la procédure d'augmentation de la base tarifaire de 2024 de TEC. À ce jour, les parties intervenantes n'avaient pas déposé leurs mémoires relatifs à l'appel.

Le 4 février 2025, la FPSC a approuvé la demande de TEC concernant le recouvrement de 466 millions de dollars américains des coûts associés aux ouragans Idalia, Debby, Helene et Milton, ainsi que les intérêts connexes pour reconstituer la réserve en cas de tempête sur une période de recouvrement de 18 mois qui a commencé en mars 2025. Le montant du recouvrement des coûts est soumis à un mécanisme d'ajustement d'égalisation avec la FPSC. Pour plus de précisions sur la réserve en cas de tempête, se reporter à la note 7 afférente aux états financiers consolidés audités annuels d'Emera.

Les dépenses en immobilisations du secteur Services publics d'électricité de la Floride prévues pour 2025 sont de 1,7 milliard de dollars américains (1,4 milliard de dollars américains en 2024), y compris la provision pour fonds utilisés pendant la construction (la « PFUPC »). Les projets d'investissement visent notamment les investissements dans les projets solaires, les investissements visant à rendre les installations plus résistantes aux tempêtes, la modernisation des réseaux électriques et le renforcement de la résilience.

Services publics d'électricité canadiens

NSPI

NSPI prévoit dégager en 2025 un RCP inférieur à sa fourchette autorisée et s'attend à ce que les bénéfices en 2025 soient inférieurs à ceux de 2024, en raison essentiellement de l'augmentation des coûts d'exploitation attribuable à l'incident lié à la cybersécurité. Le volume des ventes devrait être plus élevé en 2025 qu'en 2024.

Le 18 septembre 2025, NSPI a déposé une demande générale de hausse tarifaire consensuelle (la « DGH ») auprès de la NSEB, conformément à une convention de règlement conclue avec les représentants des clients. Ce règlement est le fruit de plus de six mois de discussions, de consultations et d'échanges d'information. La DGH prévoit des hausses tarifaires moyennes annuelles de 1,8 pour cent en 2026 et de 2,4 pour cent en 2027. Les tarifs proposés se traduiraient par une augmentation annuelle des produits liés au combustible et non liés au combustible de 62 millions de dollars en 2026 et de 108 millions de dollars en 2027. L'audience relative à cette affaire est prévue pour janvier 2026, et la décision de la NSEB est attendue au premier trimestre de 2026.

Le 5 mars 2025, NSPI, la Banque de l'infrastructure du Canada (la « BIC ») et Wskijinu'k Mtmo'ta'quow Agency (« WMA ») ont annoncé le projet de ligne de transport Wasoqonatl visant à créer une interconnexion de fiabilité de la Nouvelle-Écosse au Nouveau-Brunswick. Le projet appartiendra à WTI, un nouveau service public réglementé, lequel est détenu en propriété exclusive par une société en commandite nouvellement constituée par NSPI, BIC et WMA. NSPI est chargée de fournir des services de construction, d'exploitation, d'entretien et d'administration à WTI. NSPI détient dans WTI une participation indirecte avec droit de vote de 50 pour cent, qui sera comptabilisée au poste « Placements assujettis à une influence notable » dans les bilans consolidés d'Emera. Au 30 septembre 2025, le placement de NSPI était négligeable.

En 2025, les dépenses en immobilisations, y compris la PFUPC, devraient s'élever à 700 millions de dollars (487 millions de dollars en 2024). NSPI investit principalement dans des projets d'investissement nécessaires pour assurer la fiabilité du réseau électrique et un service fiable aux clients.

NSPML

La quote-part du bénéfice de NSPML en 2025 devrait être semblable à celle de 2024. Les investissements dans NSPML sont comptabilisés au poste « Placements assujettis à une influence notable » des bilans consolidés d'Emera.

Le 18 juillet 2025, NSPML a soumis au NSEB une demande visant le recouvrement d'environ 199 millions de dollars de coûts liés au lien maritime pour 2026. Une décision est attendue au quatrième trimestre de 2025.

Le 29 novembre 2024, NSPML a reçu l'approbation du NSEB pour percevoir auprès de NSPI un montant pouvant aller jusqu'à 197 millions de dollars en 2025. Les paiements provenant de NSPI sont assujettis à une retenue pouvant atteindre 4 millions de dollars par mois. Aucune retenue n'a été comptabilisée pour les neuf premiers mois de 2025. NSPML a l'intention de déposer une demande de résiliation du mécanisme de retenue d'ici le début de 2026.

NSPML ne prévoit pas d'investissements en immobilisations considérables en 2025.

Services publics de gaz naturel et infrastructure

PGS

PGS s'attend à dégager un RCP situé dans le bas de sa fourchette approuvée en 2025. Le bénéfice en dollars américains pour 2025 devrait être semblable à celui de 2024.

Le 31 mars 2025, PGS a déposé une demande de hausse tarifaire auprès de la FPSC pour que de nouveaux tarifs entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2026. Le 13 août 2025, PGS et les parties intervenantes ont déposé un accord de règlement auprès de la FPSC concernant une augmentation de 67 millions de dollars américains des tarifs de base annuels de 2026, qui comprend 7 millions de dollars américains provenant de l'avenant relatif au remplacement de la fonte et de l'acier brut, ainsi que des ajustements supplémentaires de 25 millions de dollars américains en 2027 et pouvant aller jusqu'à 5 millions de dollars américains en 2028 (sous réserve de l'approbation de la FPSC). L'entente reflète un RCP médian de 10,30 pour cent et une proportion des capitaux propres de 54,7 pour cent. Le 31 octobre 2025, la FPSC a rendu l'ordonnance finale approuvant le règlement, laquelle entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2026.

En 2025, les dépenses en immobilisations, y compris la PFUPC, devraient s'élever à environ 330 millions de dollars américains (323 millions de dollars américains en 2024). PGS réalise des investissements pour maintenir la fiabilité de son système et soutenir la croissance de la clientèle.

NMGC

Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. En raison de la vente imminente, les actifs et les passifs de NMGC ont été classés comme étant détenus en vue de la vente à compter du troisième trimestre de 2024. En juillet 2025, le calendrier de procédure du processus réglementaire de la NMPRC a été révisé, et l'audience publique, initialement prévue en juin 2025, a été reportée en novembre 2025. La clôture de la transaction est prévue pour le début de 2026. Pour de plus amples renseignements sur cette transaction imminente, se reporter à la rubrique « Autres faits récents ».

Compte tenu du changement dans le calendrier prévu de la vente imminente, la contribution de NMGC au bénéfice en dollars américains en 2025 devrait être légèrement supérieure au bénéfice ajusté en dollars américains en 2024, en raison de la hausse des produits découlant des nouveaux tarifs de base.

Autres services publics d'électricité

Le bénéfice en dollars américains du secteur Autres services publics d'électricité en 2025 devrait être semblable à celui de l'exercice précédent.

En 2025, les dépenses en immobilisations du secteur Autres services publics d'électricité devraient s'élever à environ 70 millions de dollars américains, y compris la PFUPC (59 millions de dollars américains en 2024), et seront principalement engagées dans des projets visant à soutenir la fiabilité du réseau.

GBPC

Le 1^{er} juin 2024, la loi intitulée *Electricity Act, 2024* est entrée en vigueur. L'objectif de la loi est de retirer la compétence de la GBPA à l'égard de GBPC et d'assujettir celle-ci à la compétence d'un autre organisme de réglementation des Bahamas, soit l'Utilities Regulation and Competition Authority (l'« URCA »). L'URCA a déposé une demande auprès de la Cour suprême des Bahamas en vue d'obtenir une ordonnance interdisant à la GBPA d'examiner ou d'approuver tout ajustement des tarifs demandé par la GBPC. L'URCA soutient qu'elle détient le pouvoir de réglementation en matière de fourniture d'électricité sur l'île de Grand Bahama en vertu de la loi intitulée *Electricity Act*. La direction ne prévoit pas que l'issue de la procédure judiciaire aura une incidence importante sur Emera.

Autres

La perte nette ajustée du secteur Autres devrait être moins élevée en 2025 qu'en 2024, en raison des contributions plus élevées d'EES et de la liquidation de Block Energy LLC au quatrième trimestre de 2024.

Le bénéfice d'EES est généralement tributaire de la conjoncture de marché et, plus particulièrement, de la volatilité sur les marchés du gaz naturel et de l'électricité. Celle-ci peut être influencée par les conditions météorologiques, les limites d'approvisionnement locales et d'autres facteurs de l'offre et de la demande, et peut offrir l'occasion d'obtenir une marge supérieure. Ces activités sont saisonnières, les premier et quatrième trimestres offrant habituellement la plus grande possibilité de gains. On s'attend généralement à ce qu'EES réalise un bénéfice net ajusté annuel de 15 à 30 millions de dollars américains. Compte tenu de l'excellent rendement obtenu au premier trimestre, EES prévoit un bénéfice net ajusté de 35 à 45 millions de dollars américains en 2025.

Aucune dépense en immobilisations importante ne devrait être engagée par le secteur Autres en 2025.

BILANS CONSOLIDÉS – FAITS SAILLANTS

Les variations importantes survenues aux bilans consolidés entre le 31 décembre 2024 et le 30 septembre 2025 incluent ce qui suit :

en millions de dollars	Augmentation (diminution) totale	Explication de l'augmentation (la diminution)
Actif		
Stocks	69 \$	Augmentation attribuable à la hausse des prix et des volumes du gaz naturel à EES, ainsi qu'à la hausse des volumes de stocks de matières à NSPI
Instruments dérivés (à court terme et à long terme)	103	Augmentation attribuable à la contre-passation de contrats de 2024 à EES et aux variations des couvertures de change du siège social
Actifs réglementaires (à court terme et à long terme)	(195)	Diminution attribuable à la baisse des actifs au titre du recouvrement des coûts liés aux tempêtes à TEC et à NSPI et à l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'augmentation des reports liés au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible et de l'actif réglementaire d'impôts reportés à NSPI
Débiteurs et autres actifs (à court terme et à long terme)	395	Augmentation liée à la hausse des produits d'exploitation à TEC et au calendrier des débiteurs à NSPI. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la baisse des positions de la garantie en trésorerie sur les instruments dérivés à EES et à NSPI
Actifs détenus en vue de la vente (à court terme et à long terme), déduction faite des passifs ¹⁾	(109)	Diminution attribuable surtout à une perte de valeur hors trésorerie comptabilisée en 2025, à la baisse des débiteurs liée aux tendances saisonnières des activités et à l'incidence des écarts de conversion des comptes à NMGC
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé	832	Augmentation résultant des acquisitions d'immobilisations corporelles en excédent de l'amortissement, partiellement contrebalancées par l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera
Goodwill	(191)	Diminution résultant de l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera
Passif et capitaux propres		
Dette à court terme et dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	837 \$	Augmentation attribuable à l'émission de titres de créance à long terme à TEC et au produit de l'émission d'une facilité de crédit à terme non renouvelable à NSPI. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera et par les remboursements sur les facilités de crédit engagées à TEC et à PGS
Créditeurs	(179)	Diminution attribuable aux paiements des coûts liés aux tempêtes à TEC, à la baisse des prix des produits de base à EES et à l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par le calendrier des créditeurs à NSPI
Passifs d'impôts reportés, déduction faite des actifs d'impôts reportés	108	Augmentation attribuable aux déductions fiscales en excédent de l'amortissement comptable lié aux immobilisations corporelles. Ce facteur a été en partie contrebalancé par la hausse des crédits d'impôt à TEC et par l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera
Instruments dérivés (à court terme et à long terme)	(70)	Diminution attribuable à la contre-passation de contrats de 2024 et aux variations des positions existantes à EES, ainsi qu'aux variations des couvertures de change du siège social. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par les nouveaux contrats obtenus par EES
Passifs réglementaires (à court terme et à long terme)	(179)	Diminution attribuable à la baisse du passif du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible à NSPI, à la baisse des passifs au titre de la clause de recouvrement des coûts et à la baisse du passif réglementaire d'impôts reportés à TEC et à l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera
Autres passifs (à court terme et à long terme)	168	Augmentation attribuable au calendrier des paiements d'intérêts du siège social, au calendrier du règlement des impôts fonciers à TEC, ainsi qu'aux montants comptabilisés à l'égard de la taxe sur le carbone prévue par le régime de tarification fondé sur la production et à la hausse des dépôts des clients à NSPI
Actions ordinaires	270	Hausse découlant des actions émises
Cumul des autres éléments du résultat global	(376)	Diminution attribuable à l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera
Bénéfices non répartis	298	Augmentation attribuable au bénéfice net en excédent des dividendes versés

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé la vente de NMGC. En conséquence, les actifs et les passifs de NMGC ont été classés comme étant détenus en vue de la vente à compter du troisième trimestre de 2024. Se reporter à la rubrique « Autres faits récents » et à la note 3 afférente aux états financiers intermédiaires consolidés résumés pour plus de précisions.

AUTRES FAITS RÉCENTS

Hausse du dividende sur actions ordinaires

Le 25 septembre 2025, le conseil d'administration d'Emera a approuvé une augmentation du taux de dividende annuel sur les actions ordinaires, qui est passé de 2,90 \$ à 2,93 \$ l'action ordinaire. Le premier versement sera effectif le 14 novembre 2025.

Incident lié à la cybersécurité

Le 25 avril 2025, Emera et NSPI ont découvert un incident lié à la cybersécurité portant sur un accès non autorisé à certaines parties de leur réseau canadien et à des serveurs qui prennent en charge certaines de leurs applications commerciales. Immédiatement après la découverte de la menace externe, les protocoles d'intervention en cas d'incident et de continuité des activités de la société ont été enclenchés, y compris le recours aux services d'experts en cybersécurité. Nous avons pris des mesures afin de contenir et d'isoler les serveurs touchés et d'empêcher d'autres intrusions et d'en informer les forces policières au Canada et aux États-Unis. Il n'y a eu aucune perturbation des activités canadiennes de la société, y compris les installations de production, de transmission et de distribution de NSPI, du lien maritime ou du gazoduc Brunswick. Aucune répercussion n'a touché les activités de services publics d'Emera aux États-Unis ou aux Caraïbes. L'enquête post-incident est presque achevée.

La société a mis en place des processus de continuité des activités pour certaines fonctions commerciales et administratives touchées au sein de ses sociétés affiliées canadiennes. La remise en service systématique des systèmes de TI touchés et la transition correspondante hors des processus de continuité des activités progressent et se poursuivront selon une approche planifiée, contrôlée et progressive. Se reporter à la rubrique « Communication de l'information et contrôles internes » pour obtenir plus de précisions sur l'incidence sur les contrôles internes à l'égard de l'information financière. La société dispose d'une couverture d'assurance contre la cybercriminalité et participe activement avec son assureur au déroulement du processus de réclamation. À l'heure actuelle, on ne s'attend pas à ce que l'incident lié à la cybersécurité ait une incidence importante sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la société. Pour plus de précisions sur les risques généralement associés à la cybersécurité, se reporter à la rubrique « Risques d'entreprise et gestion du risque » du rapport de gestion annuel 2024 d'Emera.

Vente imminente de NMGC

Le 5 août 2024, Emera a conclu une entente visant la vente de sa filiale en propriété exclusive indirecte NMGC pour une valeur totale d'entreprise d'environ 1,3 milliard de dollars américains, composée du produit en trésorerie, de la dette cédée et des rajustements d'usage à la clôture. En raison de la vente imminente, les actifs et passifs de NMGC ont été classés comme destinés à être vendus au troisième trimestre de 2024 et la valeur comptable des actifs et des passifs a été ajustée à la juste valeur diminuée des coûts de la vente. En juillet 2025, le calendrier de procédure du processus réglementaire de la NMPRC a été révisé, et l'audience publique, initialement prévue en juin 2025, a été reportée en novembre 2025. La clôture de la transaction est prévue pour le début de 2026.

À chaque date de clôture, la Société évalue la juste valeur du groupe destiné à la cession en comparant la juste valeur du produit attendu de la transaction diminuée des coûts de la vente avec la valeur comptable de l'actif net, y compris le goodwill (la « valeur comptable »). Le 30 juin 2025, la société a réévalué le groupe destiné à la cession de NMGC au montant le moins élevé entre sa valeur comptable et sa juste valeur diminuée des coûts de la vente. En raison du changement dans le calendrier prévu de la clôture de la transaction, une perte de valeur hors trésorerie de 75 millions de dollars (71 millions de dollars après impôts), ou 55 millions de dollars américains (52 millions de dollars américains après impôts), a été comptabilisée au poste « Pertes de valeur » dans les états financiers consolidés résumés du deuxième trimestre de 2025. Une perte supplémentaire liée aux coûts de transaction futurs estimés, d'un montant de 2 millions de dollars (1 million de dollars après impôts), a été comptabilisée au poste « Autres produits nets » dans les états des résultats consolidés résumés du deuxième trimestre de 2025. Aucun ajustement supplémentaire n'a été comptabilisé au troisième trimestre de 2025 à la suite de l'évaluation de la juste valeur diminuée des coûts de la vente réalisée au 30 septembre 2025.

La société continuera à comptabiliser l'amortissement lié aux actifs de NMGC jusqu'à la date de clôture de la transaction, étant donné que l'amortissement continue d'être reflété dans les tarifs des clients et qu'il sera reflété dans le solde reporté des actifs au moment de la clôture de la vente. Un amortissement de 79 millions de dollars (57 millions de dollars américains) a été comptabilisé au titre de ces actifs à compter du 5 août 2024, date à laquelle ils ont été classés comme étant détenus en vue de la vente, jusqu'au 30 septembre 2025. Du montant de 79 millions de dollars (57 millions de dollars américains) comptabilisé à ce jour, une tranche de 53 millions de dollars (38 millions de dollars américains) a été comptabilisée en 2025.

Loi des États-Unis intitulée *Big Beautiful Bill Act* (« OBBA »)

L'OBBA a été promulguée le 4 juillet 2025. Cette loi rend permanentes plusieurs dispositions fiscales expirées ou sur le point de l'être, initialement adoptées dans le cadre de la loi intitulée *Tax Cuts and Jobs Act* de 2017. Elle introduit également d'importants changements, à compter des prochaines années, dans le calendrier et les modalités d'accès à certains crédits d'impôt pour l'énergie propre instaurés par la loi intitulée *Inflation Reduction Act*, notamment le crédit d'impôt à l'investissement (*investment tax credit*) et le crédit d'impôt à la production (*production tax credit*). Le 15 août 2025, l'Internal Revenue Service a publié des directives précisant la manière de déterminer le moment où la construction d'un projet éolien ou solaire est réputée avoir commencé aux fins de l'admissibilité à ces crédits d'impôt. Emera évalue actuellement les répercussions qu'auront sur elle ces modifications, mais elle ne s'attend pas à une incidence importante sur la société.

Inscription à la cote de la Bourse de New York (la « NYSE »)

Emera a déposé une déclaration d'inscription datée du 1^{er} mai 2025 sur formulaire 40-F auprès de la Securities Exchange Commission afin d'inscrire ses actions ordinaires en vertu de l'article 12 de la loi intitulée *Securities and Exchange Act* de 1934. Emera a ensuite procédé à l'inscription de ses actions ordinaires à la cote de la NYSE et leur négociation a débuté le 28 mai 2025. Les actions ordinaires d'Emera continuent d'être inscrites et négociées à la cote de la Bourse de Toronto.

Nominations

Haute direction

Le 1^{er} décembre 2025, Jared Green deviendra le nouveau chef des finances d'Emera, en remplacement de Greg Blunden. M. Green occupait jusqu'à tout récemment le poste de président et chef de la direction de TriSummit Utilities (anciennement AltaGas Canada).

Conseil d'administration

Le 17 septembre 2025, Isabelle Courville s'est jointe au conseil d'administration d'Emera. M^{me} Courville est présidente du conseil de Canadian Pacific Kansas City et a auparavant été présidente d'Hydro-Québec Distribution et d'Hydro-Québec TransÉnergie, ainsi que présidente du Groupe Entreprises de Bell Canada.

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES

Services publics d'électricité de la Floride

en millions de \$ US (sauf indication contraire)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	921 \$	724 \$	2 409 \$	1 944 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité	204 \$	164 \$	553 \$	471 \$
Contribution au bénéfice net consolidé	220 \$	186 \$	522 \$	385 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	302 \$	252 \$	726 \$	524 \$
Volumes des ventes d'électricité (Gigawattheures (« GWh »))	6 270	6 437	16 306	16 080
Volumes de production d'électricité (en GWh)	6 589	6 661	17 150	17 017
Coût moyen du combustible en dollars par mégawattheure (« MWh »)	31 \$	25 \$	32 \$	28 \$

L'incidence de la variation des taux de change a augmenté le bénéfice en dollars canadiens du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 de 3 millions de dollars et de 16 millions de dollars, respectivement.

Les faits saillants des variations du bénéfice net sont résumés dans le tableau ci-dessous :

en millions de \$ US	Trois mois clos les 30 septembre	Neuf mois clos les 30 septembre
Contribution au bénéfice net consolidé – 2024	186 \$	385 \$
Augmentation des produits d'exploitation attribuable essentiellement aux nouveaux tarifs de base, aux produits au titre du recouvrement des coûts liés aux tempêtes (compensation dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales), à la hausse des produits reportés réglementaires et à la croissance de la clientèle. Augmentation d'un exercice à l'autre attribuable également à l'incidence des conditions météorologiques favorables (20 millions de dollars)	197	465
Augmentation des charges liées au combustible pour la production d'électricité et l'achat d'électricité attribuable à la hausse des prix du gaz naturel et à la hausse des achats d'électricité	(40)	(82)
Augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable à la comptabilisation de coûts plus élevés liés aux tempêtes (compensation dans les produits), ainsi qu'à la hausse des coûts liés aux avantages sociaux, aux activités relatives aux investissements dans les projets solaires et à la maintenance des logiciels. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par le moment de la comptabilisation des reports réglementaires	(86)	(158)
Augmentation de la charge d'amortissement résultant des installations et de la mise en service de projets d'investissement	(13)	(34)
Augmentation des intérêts débiteurs attribuable à la hausse des emprunts	(8)	(16)
Augmentation de la charge d'impôts sur les bénéfices attribuable principalement à l'augmentation du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices, en partie contrebalancée par la hausse de l'amortissement des crédits d'impôt à l'investissement reportés. Augmentation d'un exercice à l'autre également en partie contrebalancée par l'avantage plus important tiré des crédits d'impôt sur la production	(10)	(34)
Autres	(6)	(4)
Contribution au bénéfice net consolidé – 2025	220 \$	522 \$

Services publics d'électricité canadiens

en millions de dollars (sauf indication contraire)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	405 \$	399 \$	1 440 \$	1 376 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ¹⁾	222 \$	243 \$	796 \$	725 \$
Contribution au bénéfice net consolidé	13 \$	26 \$	151 \$	155 \$
Volumes des ventes d'électricité (en GWh)	2 230	2 285	7 936	7 849
Volumes de production d'électricité (en GWh)	2 380	2 428	8 466	8 361
Coût moyen du combustible en dollars par MWh	93 \$	100 \$	94 \$	87 \$

1) Le montant inscrit au poste « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité » comprend le mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible à NSPI comptabilisé dans les états des résultats consolidés résumés; toutefois, celui-ci est exclu dans l'analyse sectorielle.

Le tableau qui suit résume la contribution au bénéfice net consolidé du secteur Services publics d'électricité canadiens :

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
NSPI	3 \$	14 \$	119 \$	89 \$
Placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation dans NSPML	10	12	32	38
Placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation dans LIL ¹⁾	-	-	-	28
Contribution au bénéfice net consolidé	13 \$	26 \$	151 \$	155 \$

1) Le 4 juin 2024, Emera a conclu la vente de LIL. Se reporter à la note 3 afférente aux états financiers consolidés résumés pour plus de précisions.

Les faits saillants des variations du bénéfice net sont résumés dans le tableau ci-dessous :

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 septembre	Neuf mois clos les 30 septembre
Contribution au bénéfice net consolidé – 2024	26 \$	155 \$
Augmentation des produits d'exploitation à NSPI attribuable à l'augmentation des recouvrements des coûts du combustible et des coûts liés aux tempêtes, en partie contrebalancée par la baisse des volumes des ventes provenant du secteur industriel. Augmentation d'un exercice à l'autre attribuable également aux conditions météorologiques favorables et à la hausse des volumes des ventes provenant du secteur résidentiel et du secteur commercial	6	64
Diminution, d'un trimestre à l'autre, des charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité attribuable à la baisse des prix des produits de base, en partie contrebalancée par la hausse des coûts liés à l'évaluation rendue au sujet du lien maritime. Augmentation d'un exercice à l'autre attribuable également aux variations de la composition des sources de production, à la hausse des volumes des ventes et à l'augmentation de la taxe sur le carbone dans le cadre du régime de tarification fondé sur la production de la Nouvelle-Écosse, en partie contrebalancées par la baisse des prix des produits de base	21	(71)
Diminution, d'un trimestre à l'autre, de la charge au titre du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible découlant d'un recouvrement déficitaire des coûts du combustible moins élevé. Augmentation d'un exercice à l'autre attribuable à un recouvrement déficitaire des coûts du combustible plus élevé	(25)	39
Augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales à NSPI attribuable à la hausse des coûts associés aux activités liées à la transmission et à la distribution et aux activités liées à la production d'électricité, partiellement contrebalancée par la hausse des coûts administratifs indirects attribués aux immobilisations incorporelles. Augmentation d'un exercice à l'autre attribuable également aux coûts associés à l'incident lié à la cybersécurité, partiellement contrebalancés par la diminution des coûts de restauration après tempête	(11)	(28)
Augmentation de l'amortissement attribuable à une hausse des immobilisations corporelles en service	(3)	(12)
Diminution de la quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites attribuable à la vente de la participation dans LIL	-	(28)
Augmentation, d'un exercice à l'autre, du recouvrement d'impôts sur les bénéfices attribuable surtout aux crédits d'impôt à l'investissement liés aux technologies propres en 2025	1	39
Autres	(2)	(7)
Contribution au bénéfice net consolidé – 2025	13 \$	151 \$

Services publics de gaz naturel et infrastructure

Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. En raison de la vente imminente, les actifs et les passifs de NMGC ont été classés comme étant détenus en vue de la vente à compter du troisième trimestre de 2024. En juillet 2025, le calendrier de procédure du processus réglementaire de la NMPRC a été révisé, et l'audience publique, initialement prévue en juin 2025, a été reportée en novembre 2025. La clôture de la transaction est prévue pour le début de 2026. Pour de plus amples renseignements sur la transaction imminente, se reporter à la rubrique « Autres faits récents ».

en millions de \$ US (sauf indication contraire)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz ¹⁾	227 \$	216 \$	908 \$	843 \$
Produits d'exploitation non réglementés	5	5	13	12
Total des produits d'exploitation	232 \$	221 \$	921 \$	855 \$
Coût réglementé du gaz naturel	39 \$	34 \$	245 \$	208 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé	23 \$	28 \$	141 \$	133 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé – \$ CA	32 \$	38 \$	200 \$	180 \$
Charges liées à la vente imminente de NMGC, après impôts ²⁾	-	(6)	-	(6)
Contribution au bénéfice net consolidé	23 \$	22 \$	141 \$	127 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	32 \$	30 \$	200 \$	172 \$
Volumes des ventes de gaz (millions de thermies)	743	729	2 359	2 370

1) Le montant inscrit au poste « Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz » comprend des produits financiers provenant de Brunswick Pipeline de 11 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2025 (11 millions de dollars en 2024) et de 34 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 (34 millions de dollars en 2024).

2) Comprend un montant de 2 millions de dollars à titre d'autre perte de valeur, déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024.

Le tableau qui suit résume la contribution au bénéfice net ajusté consolidé du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure :

en millions de \$ US	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
PGS	21 \$	24 \$	86 \$	92 \$
NMGC	(6)	(3)	30	16
Autres	8	7	25	25
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé	23 \$	28 \$	141 \$	133 \$

L'incidence de la fluctuation des taux de change sur le bénéfice en dollars canadiens a été négligeable pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, tandis qu'elle s'est traduite par une augmentation de 8 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025.

Le tableau qui suit résume les faits saillants des variations du bénéfice net :

en millions de \$ US	Trois mois clos les 30 septembre	Neuf mois clos les 30 septembre
Contribution au bénéfice net consolidé – 2024	22 \$	127 \$
Augmentation des produits tirés des ventes de gaz attribuable à la hausse des produits liés au combustible et des ventes hors système à PGS, ainsi qu'aux nouveaux tarifs de base à NMGC	11	66
Augmentation du coût du gaz naturel attribuable à la hausse des prix du gaz naturel à PGS et à NMGC	(5)	(37)
Augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable essentiellement à la hausse des coûts de main-d'œuvre à PGS et à NMGC, en partie contrebalancée par le moment des recouvrements différés au titre de clauses à PGS	(6)	(4)
Augmentation de l'amortissement attribuable principalement à la mise en service de projets d'investissement à PGS et à NMGC	(4)	(10)
Autres	5	(1)
Contribution au bénéfice net consolidé – 2025	23 \$	141 \$

Autres services publics d'électricité

en millions de \$ US (sauf indication contraire)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	115 \$	110 \$	311 \$	306 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité	60 \$	58 \$	160 \$	160 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé	11 \$	8 \$	20 \$	20 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé – \$ CA	16 \$	10 \$	28 \$	27 \$
Gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché des titres de capitaux propres	- \$	- \$	1 \$	1 \$
Contribution au bénéfice net consolidé	11 \$	8 \$	21 \$	21 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	16 \$	11 \$	30 \$	29 \$
Volumes de ventes d'électricité (en GWh)	349	346	977	984
Volumes de production d'électricité (en GWh)	377	371	1 045	1 056
Coût moyen du combustible par MWh	159 \$	156 \$	153 \$	152 \$

Le tableau qui suit résume la contribution au bénéfice net ajusté consolidé du secteur Autres services publics d'électricité :

en millions de \$ US	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
BLPC	6 \$	4 \$	12 \$	14 \$
GBPC	6	4	9	8
Autres	(1)	-	(1)	(2)
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé	11 \$	8 \$	20 \$	20 \$

L'incidence de la fluctuation des taux de change sur le bénéfice en dollars canadiens et le bénéfice net ajusté pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 a été négligeable.

Le tableau qui suit résume les faits saillants des variations du bénéfice net :

en millions de \$ US	Trois mois clos les 30 septembre	Neuf mois clos les 30 septembre
Contribution au bénéfice net consolidé – 2024	8 \$	21 \$
Augmentation des produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité attribuable à la hausse des produits liés au combustible à GBPC et à la hausse des autres produits à BLPC	5	5
Augmentation des charges liées au combustible pour la production d'électricité et l'achat d'électricité attribuable à la hausse des coûts du combustible à GBPC	(2)	-
Augmentation de la charge d'impôt sur les bénéfices attribuable à la réévaluation des passifs d'impôts reportés découlant d'une modification du taux d'imposition des sociétés à BLPC	-	(2)
Autres	-	(3)
Contribution au bénéfice net consolidé – 2025	11 \$	21 \$

Autres

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Marge sur les activités de commercialisation et de négociation ¹⁾²⁾	(3) \$	(7) \$	98 \$	42 \$
Autres produits d'exploitation non réglementés	9	7	25	22
Total des produits d'exploitation – activités non réglementées	6 \$	- \$	123 \$	64 \$
Contribution (à la perte nette consolidée) au bénéfice net ajusté consolidé	(100) \$	(90) \$	(227) \$	(283) \$
Charges liées à la vente imminente de NMGC, après impôts ³⁾	-	(217)	(72)	(217)
Gain à la vente de LIL, après impôts ⁴⁾⁵⁾	-	-	-	107
(Perte) gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché, après impôts ⁶⁾	(35)	(8)	138	(147)
Contribution (à la perte nette consolidée) au bénéfice net consolidé	(135) \$	(315) \$	(161) \$	(540) \$

1) La marge sur les activités de commercialisation et de négociation représente les achats et les ventes de gaz naturel et d'électricité d'EES, les coûts liés à la capacité des gazoducs et du stockage et les produits tirés des services de gestion d'actifs énergétiques.

2) La marge sur les activités de commercialisation et de négociation exclut une perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché avant impôts de 37 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2025 (perte de 37 millions de dollars en 2024) et un gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché avant impôts de 160 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 (perte de 198 millions de dollars en 2024).

3) Comprend une perte de valeur de 75 millions de dollars (71 millions de dollars après impôts) et des coûts de transaction de 2 millions de dollars (1 million de dollars après impôts) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, ainsi qu'une perte de valeur de 210 millions de dollars (198 millions de dollars après impôts) et des coûts de transaction de 24 millions de dollars (19 millions de dollars après impôts) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024.

4) Le 4 juin 2024, Emera a conclu la vente de sa participation dans LIL. Pour plus de précisions sur la transaction, se reporter à la note 3 afférente aux états financiers intermédiaires consolidés résumés.

5) Déduction faite d'une charge d'impôts sur les bénéfices de 75 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024.

6) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices de 15 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2025 (recouvrement de 4 millions de dollars en 2024) et d'une charge d'impôts sur les bénéfices de 56 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 (recouvrement de 60 millions de dollars en 2024).

Le tableau qui suit résume la contribution (à la perte nette consolidée) au bénéfice net ajusté consolidé du secteur Autres :

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Emera Energy				
EES	(8) \$	(7) \$	47 \$	14 \$
Autres	(1)	2	(5)	4
Siège social – se reporter à la répartition de la contribution ci-dessous	(96)	(82)	(274)	(287)
Block Energy LLC	5	(3)	6	(13)
Autres	-	-	(1)	(1)
Contribution (à la perte nette consolidée) au bénéfice net ajusté consolidé	(100) \$	(90) \$	(227) \$	(283) \$

Le tableau qui suit présente les faits saillants des variations du bénéfice net :

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 septembre	Neuf mois clos les 30 septembre
Contribution (à la perte nette consolidée) au bénéfice net consolidé – 2024	(315) \$	(540) \$
Hausse de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation attribuable aux conditions météorologiques favorables qui ont entraîné une augmentation des prix du gaz naturel et une volatilité accrue, ce qui a donné lieu à des occasions rentables	4	56
Augmentation, d'un trimestre à l'autre, des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable principalement à un gain moins élevé réalisé sur la couverture incitative à long terme.	(18)	6
Diminution d'un exercice à l'autre attribuable à un gain plus élevé réalisé sur la couverture incitative à long terme, qui a été en partie contrebalancé par une augmentation de la charge de rémunération à long terme et par une hausse des coûts de consultation		
Diminution de la quote-part du bénéfice de Bear Swamp attribuable à une baisse de la production découlant d'une panne	(4)	(14)
Augmentation des intérêts débiteurs attribuable essentiellement à la hausse de la dette totale, en partie contrebalancée par la baisse des taux d'intérêt	(3)	(10)
Augmentation, d'un trimestre à l'autre, du recouvrement d'impôts sur les bénéfices attribuable à la diminution de la provision pour moins-value de l'actif d'impôts reportés et à la hausse de la perte avant la charge d'impôts sur les bénéfices. Augmentation, d'un exercice à l'autre, du recouvrement d'impôts sur les bénéfices attribuable à la baisse de la provision pour moins-value de l'actif d'impôts reportés et à l'incidence fiscale favorable de la conversion des monnaies étrangères, en partie contrebalancées par la diminution de la perte avant la charge d'impôts sur les bénéfices	9	5
Charges liées à la vente imminente de NMGC, après impôts	217	145
Gain à la vente de LIL, après impôts	-	(107)
La perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts a diminué d'un trimestre à l'autre en raison principalement d'une perte réalisée sur des couvertures de change se rapportant aux activités du siège social par rapport à un gain à l'exercice précédent. La perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts a diminué d'un exercice à l'autre en raison principalement des variations favorables des positions existantes et de la diminution de l'amortissement des actifs de transport du gaz à EES	(27)	285
Autres	2	13
Contribution (à la perte nette consolidée) au bénéfice net consolidé – 2025	(135) \$	(161) \$

Siège social

Le tableau qui suit résume la perte ajustée du siège social :

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Charges d'exploitation ¹⁾	(16) \$	- \$	(43) \$	(51) \$
Intérêts débiteurs	(93)	(90)	(280)	(270)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	38	27	112	94
Dividendes sur actions privilégiées	(19)	(18)	(56)	(54)
Autres ²⁾³⁾	(6)	(1)	(7)	(6)
Perte nette ajustée du siège social⁴⁾⁵⁾⁶⁾	(96) \$	(82) \$	(274) \$	(287) \$

1) Le poste « Charges d'exploitation » comprend les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales ainsi que l'amortissement.

2) Le poste « Autres » comprend les profits et pertes réalisés sur des couvertures visant à atténuer le risque lié au bénéfice des unités d'exploitation libellé en dollars américains.

3) Comprend une perte nette réalisée avant impôts de 2 millions de dollars (2 millions de dollars après impôts) pour le trimestre clos le 30 septembre 2025 (perte nette avant impôts de 3 millions de dollars et perte de 2 millions de dollars après impôts en 2024) et une perte nette avant impôts de 12 millions de dollars (9 millions de dollars après impôts) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 (perte nette avant impôts de 7 millions de dollars et perte de 5 millions de dollars après impôts en 2024) dont il est question ci-dessus.

4) Exclut une perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 10 millions de dollars après impôts pour le trimestre clos le 30 septembre 2025 (gain après impôts de 6 millions de dollars en 2024) et un gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 23 millions de dollars après impôts pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 (perte après impôts de 6 millions de dollars en 2024).

5) Exclut un gain à la vente de LIL après impôts et des coûts de transaction de 107 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024.

6) Exclut certaines charges liées à la vente imminente de NMGC de 77 millions de dollars (72 millions de dollars après impôts) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 et de 234 millions de dollars (217 millions de dollars après impôts) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

La société génère des fonds à l'interne par la voie de divers investissements réglementés et non réglementés liés à l'énergie. Les clientèles des entreprises de services publics se distinguent au chapitre de la répartition de leurs ventes et produits parmi les catégories d'abonnés. Les entreprises à tarifs non réglementés d'Emera permettent de diversifier les flux de produits et les contreparties de la société. Parmi les circonstances qui pourraient influencer sur la capacité de la société à générer des fonds suffisants, on compte : les fluctuations des conditions macroéconomiques mondiales, les ralentissements de l'économie générale sur les marchés d'Emera, l'incidence qu'ont les fluctuations du prix du combustible sur les exigences quant aux garanties et le recouvrement au moment opportun des coûts du combustible et des coûts liés aux tempêtes auprès des clients, la perte d'un ou de plusieurs clients importants, les décisions prises par des organismes de réglementation touchant les tarifs exigés des clients et le recouvrement des actifs réglementaires, et les modifications apportées aux lois en matière d'environnement. Les filiales d'Emera disposent généralement de liquidités suffisantes pour verser des dividendes à Emera, pourvu qu'elles ne violent pas les clauses restrictives se rattachant à leur dette, selon le cas, compte tenu du versement des dividendes, et qu'elles maintiennent de solides cotes de crédit.

Les besoins futurs en trésorerie et en capital d'Emera se rapporteront surtout au fonds de roulement, à l'investissement en cours dans le domaine des activités au tarif de base, aux acquisitions d'entreprises, à l'investissement en installations nouvelles, aux dividendes et au service de la dette. Emera a mis en place un plan d'investissement en immobilisations d'environ 20 milliards de dollars pour la période de 2026 à 2030 et soutient une croissance continue. Les dépenses en immobilisations des services publics réglementés d'Emera sont assujetties à l'approbation des organismes de réglementation.

Emera dispose de liquidités suffisantes pour assurer le service de la dette à mesure que les emprunts arrivent à échéance et de répondre aux besoins d'investissement à court terme actuellement anticipés. Emera prévoit utiliser les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, les capitaux d'emprunt obtenus par les services publics, les capitaux propres du siège social et le produit tiré de la vente imminente de NMGC pour financer ses activités courantes, rembourser ses emprunts actuels et répondre à ses besoins de capitaux. Les capitaux d'emprunt obtenus par certains services publics de la société sont assujettis à l'approbation des organismes de réglementation pertinents. En règle générale, les besoins en capitaux propres du siège social à l'appui du plan d'investissement de la société devraient être financés au moyen de l'émission d'actions ordinaires et hybrides par le biais du RRD et des programmes d'émission d'actions au cours du marché d'Emera.

Emera dispose de facilités de crédit engagées assorties de diverses échéances qui, cumulées, lui procurent un crédit de 2,8 milliards de dollars canadiens et de 1,6 milliard de dollars américains, dont environ 640 millions de dollars canadiens et de 834 millions de dollars américains étaient non prélevés et disponibles au 30 septembre 2025. Au 30 septembre 2025, la société détenait un solde de trésorerie de 215 millions de dollars, dont une tranche de 3 millions de dollars est classée à titre d'actifs détenus en vue de la vente et liée à la vente imminente de NMGC. Se reporter à la rubrique « Gestion de la dette » ci-après pour plus de précisions.

Flux de trésorerie consolidés – Faits saillants

Les variations importantes survenues aux états consolidés résumés des flux de trésorerie entre les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2025 et 2024 comprennent :

en millions de dollars	2025	2024	Variation
Trésorerie et équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions et liquidités liées aux actifs détenus en vue de la vente à l'ouverture de la période	221 \$	588 \$	(367) \$
Liés à ce qui suit :			
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement	1 972	1 732	240
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(382)	220	(602)
Activités d'exploitation	1 590 \$	1 952 \$	(362) \$
Activités d'investissement	(2 518)	(1 289)	(1 229)
Activités de financement	941	(997)	1 938
Incidence des taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie, les liquidités soumises à restrictions et la trésorerie liée aux actifs détenus en vue de la vente	(5)	10	(15)
Trésorerie, équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions et trésorerie liée aux actifs détenus en vue de la vente à la clôture de la période	229 \$	264 \$	(35) \$

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation ont diminué de 362 millions de dollars pour s'établir à 1 590 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, comparativement à 1 952 millions de dollars pour la période correspondante de 2024.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement ont augmenté de 240 millions de dollars d'un exercice à l'autre. L'augmentation s'explique par les nouveaux tarifs de base à TEC et à NMGC, par l'augmentation des recouvrements au titre des coûts liés aux tempêtes à TEC, par l'augmentation de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation à EES et par l'augmentation des recouvrements excédentaires des coûts du combustible à PGS. Ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par le produit de la vente à NSPI de l'actif du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible au deuxième trimestre de 2024 et par des recouvrements déficitaires des coûts du combustible plus élevés à TEC.

Les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement ont entraîné une diminution de 602 millions de dollars du flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation d'un exercice à l'autre. Cette diminution est attribuable aux variations défavorables des créditeurs à TEC découlant du calendrier et du paiement de factures liées aux tempêtes, aux variations défavorables des débiteurs à TEC attribuables à la hausse des tarifs de base et des recouvrements des coûts liés aux tempêtes, aux variations défavorables des débiteurs et des stocks à NSPI et à la comptabilisation de crédits d'impôt à l'investissement liés aux investissements dans les technologies propres à NSPI. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le calendrier des débiteurs à PGS et par le calendrier des créditeurs à PGS et à NSPI.

Flux de trésorerie provenant des activités d'investissement

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont augmenté de 1 229 millions de dollars, s'établissant à 2 518 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, en comparaison de 1 289 millions de dollars pour la période correspondante de 2024. L'augmentation s'explique par le produit de 927 millions de dollars reçu en 2024 à la vente de LIL et par une hausse des dépenses en immobilisations, en partie contrebalancées par le produit de la cession d'actifs.

Les dépenses en immobilisations, y compris la PFUPC, se sont élevées à 2 615 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, contre 2 259 millions de dollars pour la période correspondante de 2024. Les dépenses en immobilisations par secteur pour 2025 se détaillent comme suit :

- 1 616 millions de dollars pour le secteur Services publics d'électricité de la Floride (1 375 millions de dollars en 2024);
- 491 millions de dollars pour le secteur Services publics d'électricité canadiens (389 millions de dollars en 2024);
- 444 millions de dollars pour le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure (437 millions de dollars en 2024);
- 63 millions de dollars pour le secteur Autres services publics d'électricité (54 millions de dollars en 2024);
- 1 million de dollars pour le secteur Autres (4 millions de dollars en 2024).

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Les flux de trésorerie nets provenant des activités de financement se sont établis à 941 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, ce qui représente une augmentation de 1 938 millions de dollars comparativement aux flux de trésorerie nets affectés aux activités de financement de 997 millions de dollars inscrits pour la période correspondante de 2024. Cette augmentation est attribuable à la diminution des remboursements nets sur les facilités de crédit engagées à Emera et à TEC, au produit de la dette à court terme à NSPI, à l'augmentation des emprunts nets sur les facilités de crédit engagées à NSPI et à NMGC, aux remboursements sur la dette à long terme à Emera US Finance LP, à TEC et à NMGC en 2024, ainsi qu'à la hausse du produit de la dette à long terme à TEC. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par les émissions de titres de créance à long terme à EUSHI Finance Inc. (« EUSHI Finance ») en 2024, par l'augmentation des remboursements sur la dette à court terme à TECO Finance Inc., par la diminution des émissions d'actions ordinaires et par les remboursements sur la dette à long terme à NSPI.

Obligations contractuelles

Au 30 septembre 2025, les engagements contractuels pour chacun des cinq prochains exercices et le total des engagements par la suite se composaient de ce qui suit :

en millions de dollars	2025	2026	2027	2028	2029	Par la suite	Total
Capital de la dette à long terme ¹⁾²⁾	17 \$	1 282 \$	89 \$	834 \$	2 190 \$	15 374 \$	19 786 \$
Obligations liées au paiement des intérêts ³⁾⁴⁾	344	937	907	902	811	14 002	17 903
Achat d'électricité ⁵⁾	89	316	406	396	445	5 951	7 603
Transport ⁶⁾⁷⁾	241	725	578	466	407	3 122	5 539
Approvisionnement en combustible et en gaz naturel et stockage ⁸⁾	227	660	130	45	40	99	1 201
Projets d'investissement	342	149	40	5	2	-	538
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite ⁹⁾	8	32	67	71	71	219	468
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	10	3	3	5	3	432	456
Autres	42	72	58	50	48	264	534
	1 320 \$	4 176 \$	2 278 \$	2 774 \$	4 017 \$	39 463 \$	54 028 \$

Comme il est expliqué ci-dessous, les obligations contractuelles au 30 septembre 2025 comprennent celles liées à NMGC. Une fois la vente de NMGC finalisée, toutes les obligations contractuelles futures restantes seront transférées à l'acheteur. Pour plus de précisions sur la transaction imminente, se reporter à la rubrique « Autres faits récents ».

1) Comprend un montant de 673 millions de dollars lié à NMGC (97 millions de dollars en 2026 et 576 millions de dollars par la suite).

2) Les billets hybrides de la société, d'un montant de 1,2 milliard de dollars américains et de 500 millions de dollars américains, arrivent à échéance en 2076 et en 2054, respectivement. Ces échéances ont servi au calcul des obligations liées au paiement du principal et des intérêts de la dette à long terme de la société au 30 septembre 2025. La société a la possibilité de rembourser ces billets par anticipation, en exerçant les droits de remboursement prévus dans l'acte de fiducie applicable. Les billets hybrides d'Emera d'un montant de 1,2 milliard de dollars américains sont remboursables au gré d'Emera en juin 2026.

3) Les paiements d'intérêts futurs sont calculés d'après l'hypothèse selon laquelle aucune dette ne sera remboursée avant l'échéance. En ce qui concerne les titres d'emprunt assortis de taux variables, l'intérêt est calculé pour toutes les périodes futures selon les taux en vigueur au 30 septembre 2025, y compris tout paiement exigé prévu aux termes de swaps connexes.

4) Comprend un montant de 324 millions de dollars lié à NMGC (7 millions de dollars en 2025, 26 millions de dollars en 2026, 22 millions de dollars en 2027, 22 millions de dollars en 2028, 22 millions de dollars en 2029 et 225 millions de dollars par la suite).

5) Exigence annuelle d'acheter de l'électricité provenant de producteurs d'électricité indépendants ou d'autres services publics sur une durée de contrat variable.

6) Engagements d'achat visant le transport de combustibles et une capacité de transport sur les différents gazoducs. Comprend un engagement de 124 millions de dollars relativement à un contrat de transport de gaz entre PGS et SeaCoast jusqu'en 2040.

7) Comprend un montant de 65 millions de dollars lié à NMGC (11 millions de dollars en 2025, 23 millions de dollars en 2026, 15 millions de dollars en 2027, 12 millions de dollars en 2028 et 4 millions de dollars en 2029).

8) Comprend un montant de 186 millions de dollars lié à NMGC (53 millions de dollars en 2025, 117 millions de dollars en 2026, 13 millions de dollars en 2027 et 3 millions de dollars en 2028).

9) Comprend l'obligation contractuelle estimée, qui est calculée comme étant les cotisations actuelles exigées par la loi aux régimes enregistrés de retraite par capitalisation, majorées des coûts estimés d'autres cumuls de prestations contractés en vertu de la convention collective de NSPI et des paiements de prestations estimés liés à d'autres régimes d'avantages sociaux non capitalisés.

NSPI doit, en vertu d'une obligation contractuelle, payer des redevances à NSPML sur une période d'environ 38 ans pour l'utilisation du lien maritime depuis sa mise en service, soit le 15 janvier 2018. En novembre 2024, le NSEB a approuvé la perception d'un montant pouvant aller jusqu'à 197 millions de dollars de NSPI pour le recouvrement des coûts du lien maritime en 2025. Le calendrier et les sommes payables à NSPML pour le reste de la période visée par cet engagement de 38 ans sont assujettis à l'approbation du NSEB.

Emera s'est engagée à obtenir certains droits de transport au Nouveau-Brunswick pendant les périodes estivales (d'avril à octobre, inclusivement) pour l'usage de Newfoundland and Labrador Hydro, sur demande, depuis le 15 août 2021, et ce, pendant 50 ans. Au fur et à mesure que les droits de transport sont contractés, les obligations sont ajoutées dans la rubrique « Autres » dans le tableau ci-dessus.

Gestion de la dette

Outre les fonds provenant des activités d'exploitation, Emera et ses filiales se sont vu consentir des lignes de crédit consorcial engagées renouvelables et non renouvelables non garanties, libellées en dollars canadiens ou en dollars américains, tel qu'il est indiqué dans le tableau ci-dessous au 30 septembre 2025.

en millions de dollars, dans les monnaies indiquées ci-dessous	Échéances	Facilités de crédit	Portion prélevée	Portion non prélevée et disponible
<i>En dollars canadiens :</i>				
Emera – Facilité de crédit renouvelable engagée	Juin 2029	1 300 \$	1 083 \$	217 \$
NSPI – Facilité de crédit renouvelable engagée	Juin 2029	800	377	423
NSPI – Facilité non renouvelable	Mai 2026	500	500	-
Emera – Facilité non renouvelable	Février 2026	200	200	-
<i>En dollars américains :</i>				
TEC – Facilité de crédit renouvelable engagée	Décembre 2028	800	511	289
TECO Finance Inc. – Facilité de crédit renouvelable engagée	Décembre 2028	400	23	377
PGS – Facilité renouvelable	Décembre 2028	250	144	106
NMGC – Facilité de crédit renouvelable	Décembre 2027	125	83	42
Autre – Facilités de crédit renouvelables engagées	Diverses	28	8	20

Emera et ses filiales sont assujetties à certaines clauses financières et autres clauses restrictives visant leur dette et leurs facilités de crédit. Les clauses restrictives donnent lieu à des tests réguliers et la société respecte leurs exigences au 30 septembre 2025.

Les récentes activités de financement importantes d'Emera et de ses filiales sont décrites plus en détail ci-dessous, par secteur :

Services publics d'électricité de la Floride

Le 6 mars 2025, TEC a émis des billets non garantis de premier rang totalisant 600 millions de dollars américains, qui portent intérêt à un taux de 5,15 pour cent et qui arrivent à échéance le 1^{er} mars 2035. Le produit de l'émission a été affecté au remboursement d'une partie de l'encours du papier commercial de TEC.

Services publics d'électricité canadiens

Le 21 mai 2025, NSPI a conclu une facilité non renouvelable de 500 millions de dollars, qui arrive à échéance le 21 mai 2026. La convention de crédit prévoit les engagements et garanties, les cas de défaut et les clauses financières et autres clauses d'usage. Les taux d'intérêt de la facilité non renouvelable sont fondés sur le taux CORRA à terme ou le taux préférentiel, majoré d'une marge. Le produit de cette facilité a été affecté au paiement des frais généraux de la société.

Services publics de gaz naturel et infrastructure

Le 23 octobre 2025, NMGC a conclu une convention de crédit à terme de 70 millions de dollars américains d'une durée de 364 jours, qui arrive à échéance le 22 octobre 2026. La convention de crédit prévoit les déclarations et garanties, les cas de défaut, ainsi que les clauses financières et autres clauses d'usage. Les taux d'intérêt de la facilité non renouvelable sont fondés sur le SOFR, majoré d'une marge. Le produit de cette facilité a été affecté aux besoins généraux de la société.

Le 19 septembre 2025, NMGC a modifié sa facilité de crédit renouvelable non garantie de 125 millions de dollars américains afin de reporter sa date d'échéance du 17 décembre 2026 au 17 décembre 2027. Aucune autre modification n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente.

Autres

Le 25 septembre 2025, EUSHI Finance, Emera US Holdings Inc. et Emera ont déposé une déclaration d'inscription sur les formulaires F-10 et F-3 (la « déclaration d'inscription ») auprès de la Nova Scotia Securities Commission (la « NSSC ») et de la SEC, en vertu du système multijuridictionnel d'information entre le Canada et les États-Unis. La déclaration d'inscription a été déposée en lien avec le placement éventuel et l'émission par EUSHI Finance d'une ou de plusieurs séries de titres de créance non garantis de premier rang et/ou subordonnés (les « titres de créance »), pour un montant nominal total pouvant atteindre 3 milliards de dollars américains, au cours de la période de 25 mois pendant laquelle le prospectus de base préalable simplifié inclus dans la déclaration d'inscription (le « prospectus de base »), y compris ses modifications ultérieures, demeure valide. Les titres de créance pourront être offerts dans le cadre d'une ou de plusieurs opérations, à des prix, avec des échéances et selon des modalités qui seront précisées dans un ou plusieurs suppléments de prospectus devant être déposés auprès de la NSSC et de la SEC au moment de chaque placement.

Le 3 octobre 2025, EUSHI Finance a procédé à l'émission de billets subordonnés de rang inférieur à taux fixe révisable, d'un montant de 750 millions de dollars américains, conformément au supplément de prospectus daté du 29 septembre 2025 au prospectus de base préalable simplifié. Les billets portent initialement intérêt au taux de 6,25 pour cent, lequel sera révisé le 1^{er} avril 2031, puis tous les cinq ans par la suite, à un taux annuel égal au taux des obligations du Trésor américain à cinq ans, majoré de 2,509 pour cent, sous réserve d'un plancher de taux d'intérêt de 6,25 pour cent. L'échéance des billets est fixée au 1^{er} avril 2056. EUSHI Finance peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des billets, 90 jours avant la première date de révision du taux d'intérêt et à toute date de paiement semestriel d'intérêts par la suite, à un prix de rachat égal au montant en capital des billets faisant l'objet du rachat, majoré des intérêts courus et impayés sur ceux-ci, conformément aux modalités prévues dans le supplément de prospectus, ou, dans les autres cas, selon les moments et prix de rachat qui y sont précisés. Les billets sont entièrement et inconditionnellement garantis, conjointement, solidairement et à titre subordonné, par Emera et Emera US Holdings Inc. Le produit de cette émission sera affecté au paiement des frais généraux de la société, notamment au remboursement de dettes existantes.

Le 20 février 2025, Emera a modifié sa facilité de crédit non renouvelable non garantie de 200 millions de dollars afin de reporter sa date d'échéance du 19 février 2025 au 19 février 2026. Aucune autre modification importante n'a été apportée aux modalités de la convention précédente.

Notes de crédit

Les notes de crédit d'Emera concordent avec celles qui figurent dans le rapport de gestion annuel de 2024 de la société, les mises à jour importantes étant indiquées ci-dessous :

Le 27 mai 2025, Fitch Ratings a révisé ses perspectives d'Emera, de TEC et de PGS, les faisant passer de négatives à stables, sans modifier les notations existantes.

Garanties et lettres de crédit

Les garanties et les lettres de crédit d'Emera sont les mêmes que celles présentées dans son rapport de gestion annuel de 2024, les principales mises à jour étant indiquées ci-dessous :

Emera a émis, au nom de Brunswick Pipeline, une lettre de crédit d'un montant de 22 millions de dollars visant à garantir les obligations aux termes d'un accord de prêt non renouvelable. Cette lettre de crédit, qui a une durée d'un an, arrive à échéance le 31 mars 2026 et sera renouvelée chaque année, au besoin.

La société détient des lettres de crédit et de cautionnement d'un montant de 136 millions de dollars américains (105 millions de dollars américains au 31 décembre 2024) de tiers qui ont accordé un crédit à Emera et à ses filiales. Ces lettres de crédit et de cautionnement ont habituellement une durée d'un an et elles sont renouvelées chaque année, au besoin.

Emera, pour le compte de NSPI, a une lettre de crédit en vigueur visant à garantir les obligations aux termes d'un régime de retraite complémentaire. La date d'expiration de cette lettre de crédit a été reportée à juin 2026. Le montant engagé au 30 septembre 2025 s'élevait à 70 millions de dollars (58 millions de dollars au 31 décembre 2024).

Informations sur les actions en circulation

Actions ordinaires

Émises et en circulation :	millions d'actions	millions de dollars
Solde au 31 décembre 2024	295,94	9 042 \$
Conversion de débiteures convertibles	0,02	1
Émission d'actions ordinaires aux termes du programme ACM ¹⁾	0,19	10
Émises aux termes du RRD, déduction faite des escomptes	3,80	225
Options exercées aux termes d'un régime d'options d'achat d'actions à l'intention des cadres supérieurs et régime d'achat d'actions à l'intention des employés	0,65	34
Solde au 30 septembre 2025	300,60	9 312 \$

1) Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2025, aucune action ordinaire n'a été émise dans le cadre du programme ACM d'Emera. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, un nombre total de 187 600 actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM d'Emera au prix moyen de 53,58 \$ l'action, pour un produit brut de 10 millions de dollars (10 millions de dollars déduction faite des frais d'émission après impôts). Au 30 septembre 2025, une limite de ventes brutes globale de 326 millions de dollars était toujours disponible aux fins d'émission aux termes du programme ACM, qui a pris fin le 4 novembre 2025.

Au 5 novembre 2025, 300,7 millions d'actions ordinaires étaient émises et en circulation.

Si toutes les options d'achat d'actions en cours avaient été converties au 5 novembre 2025, 4,1 millions d'actions ordinaires supplémentaires seraient émises et en circulation.

Actions privilégiées

Au 5 novembre 2025, Emera disposait des actions privilégiées émises et en circulation suivantes : série A – 6,0 millions; série C – 10,0 millions; série E – 5,0 millions; série F – 8,0 millions; série H – 12,0 millions; série J – 8,0 millions et série L – 9,0 millions. Les actions privilégiées d'Emera ne sont pas assorties de droits de vote, à moins que la société omette de verser globalement huit dividendes trimestriels.

Le 9 juillet 2025, Emera a annoncé qu'elle ne rachèterait pas les actions privilégiées à taux rajusté tous les cinq ans et à dividende cumulatif de série A (les « actions de série A ») actuellement en circulation ni les actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif de série B (les « actions de série B ») le 15 août 2025 (la « date de conversion »).

Le 16 juillet 2025, Emera a annoncé un taux de dividende de 4,951 pour cent par année sur les actions de série A pour la période de cinq ans débutant le 15 août 2025 et se terminant le 14 août 2030 inclusivement (0,3094 \$ par action de série A par trimestre).

Durant la période de conversion allant du 16 juillet 2025 au 31 juillet 2025, les porteurs d'actions de série A pouvaient, à leur gré, faire le choix de convertir la totalité ou une partie de leurs actions de série A en actions de série B, à raison de une contre une, et les porteurs d'actions de série B pouvaient, à leur gré, faire le choix de convertir la totalité ou une partie de leurs actions de série B en actions de série A, à raison de une contre une. Le 7 août 2025, Emera a annoncé, après avoir pris en compte toutes les actions déposées aux fins de conversion par les porteurs de ses actions de série A et de ses actions de série B, selon le cas (collectivement, les « porteurs »), à la fin de la période de conversion, que la société avait déterminé qu'il y aurait moins de 1 million d'actions de série B en circulation à la date de conversion. Par conséquent, conformément à certains droits et privilèges, ainsi qu'à certaines restrictions et conditions rattachés aux actions de série A et aux actions de série B, la société a informé les porteurs qu'aucune action de série A ne serait convertie en action de série B et que toutes les actions de série B restantes seraient automatiquement converties en actions de série A, à raison de une contre une, à la date de conversion. À la date de conversion, il y avait 6 millions d'actions de série A et aucune action de série B en circulation.

Le 16 janvier 2025, Emera a annoncé que le dividende fixe annuel par action pour les actions de série F serait révisé de 1,0505 \$ à 1,4372 \$ pour la période de cinq ans commençant le 15 février 2025.

TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Dans le cours normal des activités, Emera fournit de l'énergie et d'autres services, et conclut des transactions avec ses filiales, ses sociétés apparentées et d'autres sociétés liées selon des modalités conformes à celles offertes aux parties non liées. Les soldes et les transactions intersociétés ont été éliminés à la consolidation, sauf le résultat net au titre de certaines transactions entre les entités à tarifs non réglementés et celles à tarifs réglementés conformément aux normes comptables pour les entités à tarifs réglementés. Tous les montants significatifs ont été calculés selon les modalités de crédit et d'intérêt habituelles.

Les transactions importantes conclues entre Emera et ses sociétés liées sont les suivantes :

- Les transactions entre NSPI et NSPML se rapportant à l'évaluation rendue au sujet du lien maritime sont comptabilisées dans les états des résultats consolidés résumés. Les charges de NSPI sont comptabilisées au poste « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité », et totalisent 49 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2025 (41 millions de dollars en 2024) et 140 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 (123 millions de dollars en 2024). NSPML est comptabilisée à titre de placement dans des sociétés satellites et, par conséquent, le bénéfice correspondant lié aux produits qui en découlent est présenté dans la quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites. Se reporter à la rubrique « Obligations contractuelles » pour plus de précisions.
- Les achats liés à la capacité de transport du gaz naturel de M&NP sont comptabilisés dans les états des résultats consolidés résumés. Les achats provenant de M&NP, dont le montant net est comptabilisé dans les produits d'exploitation non réglementés, se sont établis à 1 million de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2025 (2 millions de dollars en 2024) et à 12 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 (8 millions de dollars en 2024).
- Le 5 mars 2025, NSPI a vendu à WTI des actifs de mise en valeur associés au projet de ligne de transport Wasoqonatl pour un montant de 15 millions de dollars. Les actifs de mise en valeur ont été vendus au coût, et aucun profit ni aucune perte n'a été comptabilisé aux états consolidés des résultats résumés.

Au 30 septembre 2025, le montant à payer par Emera et ses sociétés liées à des parties liées s'élevait à 41 millions de dollars (24 millions de dollars au 31 décembre 2024) et était comptabilisé au poste « Autres passifs à court terme » dans les bilans consolidés résumés.

GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Il n'y a eu aucun changement significatif dans le profil et les pratiques de gestion des risques d'Emera par rapport à ceux présentés dans son rapport de gestion annuel de 2024. En avril 2025, Emera et NSPI ont été touchées par un incident lié à la cybersécurité, comme il est décrit plus en détail à la rubrique « Autres faits récents ». Pour plus de précisions sur les risques généralement associés à la cybersécurité, se reporter à la rubrique « Risque d'entreprise et gestion du risque » du rapport de gestion annuel 2024 d'Emera.

Actifs et passifs dérivés constatés dans le bilan

en millions de dollars	Au 30 septembre 2025	Au 31 décembre 2024
<i>Report réglementaire :</i>		
Actifs liés aux instruments dérivés ¹⁾	27 \$	45 \$
Passifs liés aux instruments dérivés ²⁾	(36)	(40)
Actifs réglementaires ¹⁾	36	53
Passifs réglementaires ²⁾	(22)	(44)
Actif net	5 \$	14 \$
<i>Dérivés DFT :</i>		
Actifs liés aux instruments dérivés ¹⁾	206 \$	122 \$
Passifs liés aux instruments dérivés ²⁾	(505)	(542)
Passif net	(299) \$	(420) \$
<i>Autres dérivés :</i>		
Actifs liés aux instruments dérivés ¹⁾	41 \$	- \$
Passifs liés aux instruments dérivés ²⁾	(6)	(36)
Actif (passif) net	35 \$	(36) \$

1) Actifs à court terme, autres actifs et actifs détenus en vue de la vente.

2) Passifs à court terme, passifs à long terme et passifs détenus en vue de la vente.

Gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s constaté(e)s dans le bénéfice net

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
<i>Report réglementaire :</i>				
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ¹⁾	(6) \$	(15) \$	(12) \$	(36) \$
<i>Dérivés DFT :</i>				
Produits d'exploitation non réglementés	16 \$	59 \$	480 \$	209 \$
<i>Autres dérivés :</i>				
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	11 \$	22 \$	36 \$	8 \$
Autres produits, montant net	(16)	5	21	(15)
Gains nets (pertes nettes)	(5) \$	27 \$	57 \$	(7) \$
Total des gains nets	5 \$	71 \$	525 \$	166 \$

1) Comprend les gains (pertes) réalisés sur des instruments dérivés qui ont été réglés et dont l'élément couvert a été consommé au cours de la période, ainsi que les relations de couverture qui ont été résiliées ou aux termes desquelles une opération de couverture n'est plus probable. Les gains (pertes) réalisés comptabilisés dans les stocks seront constatés au poste « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité » lorsque l'élément couvert aura été consommé.

Au 30 septembre 2025, le gain latent inscrit dans le cumul des autres éléments du résultat global s'élevait à 10 millions de dollars, après impôts (12 millions de dollars, après impôts, au 31 décembre 2024). Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, des gains latents respectifs de 1 million de dollars (1 million de dollars au 30 septembre 2024) et de 2 millions de dollars (2 millions de dollars au 30 septembre 2024) ont été reclassés dans les intérêts débiteurs.

COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET CONTRÔLES INTERNES

La direction a la responsabilité d'établir et de maintenir des contrôles et des procédures adéquats de communication de l'information (« CPCI ») et des contrôles internes à l'égard de l'information financière (« CIIF »), au sens du *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*. La structure de contrôle interne de la société est fondée sur des critères énoncés dans le rapport *Internal Control - Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la commission Treadway. La direction, y compris le chef de la direction et le chef des finances, a conçu les CPCI et les CIIF de la société au 30 septembre 2025 de manière à fournir une assurance raisonnable concernant la fiabilité de l'information financière conformément aux PCGR des États-Unis.

La direction reconnaît les limites inhérentes des systèmes de contrôle interne, aussi bien conçus soient-ils. Les systèmes de contrôle conçus adéquatement ne sauraient fournir qu'une assurance raisonnable à l'égard de la fiabilité de l'information financière et pourraient ne pas être en mesure de prévenir ni de détecter des inexactitudes.

Modification des CIIF

En avril 2025, la société a été victime d'un incident lié à la cybersécurité qui a touché certains systèmes et processus financiers de ses sociétés affiliées canadiennes. En conséquence, la société a eu recours à des processus de continuité des activités et a mis en œuvre des CIIF supplémentaires pendant cette période. Le recours à ces processus de continuité des activités a entraîné une modification importante des CIIF de la société au sein de ses sociétés affiliées canadiennes au cours du trimestre clos le 30 juin 2025. Depuis, la société a rétabli certains systèmes financiers et a cessé d'avoir recours aux processus de continuité des activités correspondants, ce qui a entraîné une modification importante de ses CIIF au sein de ses sociétés affiliées canadiennes au cours du trimestre clos le 30 septembre 2025. Pour plus de précisions sur l'incident lié à la cybersécurité, se reporter à la rubrique « Autres faits récents ».

Aucune autre modification apportée aux CIIF de la société au cours du trimestre clos le 30 septembre 2025 n'a eu, ou n'est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur les CIIF de la société.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

La préparation d'états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités selon les PCGR des États-Unis exige que la direction formule des estimations et des hypothèses qui peuvent influencer sur les montants des actifs et des passifs présentés à la date des états financiers, ainsi que sur les montants des produits et des charges présentés pour les périodes de présentation de l'information financière. Parmi les éléments importants pour lesquels il convient de recourir à des estimations formulées par la direction, on compte les actifs et les passifs assujettis à la réglementation des tarifs, le fonds de réserve cumulé pour les coûts de mise hors service, les prestations de retraite et les avantages postérieurs au départ à la retraite, les produits non facturés, la durée de vie utile des biens amortissables, les tests de dépréciation du goodwill et des immobilisations, les impôts sur les bénéfices, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et l'évaluation des instruments financiers. La direction évalue les estimations de la société de façon continue en fonction des résultats historiques, des conditions actuelles et prévues et d'hypothèses jugées raisonnables au moment où elles sont posées, tout ajustement étant comptabilisé dans le résultat de l'exercice au cours duquel il survient. Au deuxième trimestre de 2025, la société a comptabilisé une perte de valeur hors trésorerie de 75 millions de dollars canadiens avant impôts (55 millions de dollars américains) liée à la vente imminente de NMGC. Pour plus de précisions sur cette perte de valeur, se reporter à la note 3 afférente aux états financiers intermédiaires consolidés résumés. Aucun autre changement significatif n'a été apporté aux estimations comptables critiques de la société par rapport à celles décrites dans le rapport de gestion annuel de 2024 d'Emera.

MODIFICATION DE MÉTHODES ET DE PRATIQUES COMPTABLES

Prises de position comptables futures

La société prend en considération la méthode d'application et l'incidence de toutes les Accounting Standard Updates (les « ASU ») publiées par le Financial Accounting Standards Board (le « FASB »). Les mises à jour mentionnées ci-après ont été publiées par le FASB mais, tel qu'il est autorisé, n'ont pas encore été adoptées par Emera. Les ASU dont il n'est pas question ci-dessous ont été évaluées, mais il a été établi que soit elles ne s'appliquaient pas à la société, soit elles n'avaient qu'une incidence négligeable sur les états financiers consolidés.

Améliorations ciblées à la comptabilisation des logiciels mis au point à l'interne

En septembre 2025, le FASB a publié l'ASU 2025-06, intitulée, *Intangibles – Goodwill and Other – Internal-Use Software (Subtopic 350-40): Targeted Improvements to the Accounting for Internal-Use Software*. La mise à jour de la norme actualise la comptabilisation des logiciels mis au point à l'interne en supprimant les références aux étapes du projet et en précisant le seuil à partir duquel les coûts peuvent être inscrits à l'actif. Elle précise également que les obligations d'information prévues par l'ASC 360, intitulée *Property, Plant and Equipment*, s'appliquent aux coûts de logiciels inscrits à l'actif et comptabilisés selon l'ASC 350-40. Ces directives s'appliqueront aux exercices ouverts après le 15 décembre 2027 et aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices. L'adoption anticipée est autorisée. La mise à jour de la norme sera appliquée selon une approche prospective, une approche rétrospective ou une approche transitoire modifiée. La société évalue actuellement l'incidence qu'aura l'adoption de la mise à jour de la norme sur ses états financiers consolidés.

Ventilation des dépenses à l'état des résultats

En novembre 2024, le FASB a publié l'ASU 2024-03, intitulée *Income Statement Reporting – Comprehensive Income – Expense Disaggregation Disclosures (Subtopic 220-40): Disaggregation of Income Statement Expenses*. La mise à jour de la norme améliore les informations sur les dépenses des entités commerciales du secteur public en exigeant des informations plus détaillées sur les types de dépenses (y compris les achats de stocks, la rémunération des employés et l'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles) incluses dans les postes de dépenses de l'état des résultats. Ces directives s'appliqueront aux exercices ouverts après le 15 décembre 2026 et aux périodes comptables intermédiaires débutant après le 15 décembre 2027. L'adoption anticipée est autorisée. La mise à jour de la norme sera appliquée de manière prospective, l'application rétrospective étant toutefois autorisée. La société évalue actuellement l'incidence qu'aura l'adoption de la mise à jour de la norme sur les informations à fournir dans ses états financiers consolidés.

Améliorations des informations relatives aux impôts sur les bénéfices

En décembre 2023, le FASB a publié l'ASU 2023-09, intitulée *Income Taxes (Topic 740): Improvements to Income Tax Disclosures*. Cette norme améliore la transparence, l'utilité pour la prise de décisions et l'efficacité des informations fournies sur les impôts sur les bénéfices en exigeant la présentation de catégories cohérentes et une ventilation accrue des informations contenues dans le rapprochement entre les impôts sur les bénéfices calculés à l'aide du taux d'impôt prévu par la loi adopté et la provision pour impôts sur les bénéfices et le taux d'imposition effectif, ainsi que la ventilation des impôts sur les bénéfices payés (remboursés) par territoire. La norme exige également la présentation du bénéfice (de la perte) avant la provision d'impôts sur les bénéfices et de la charge (du recouvrement) d'impôts sur les bénéfices conformément à la réglementation S-X 210.4-08(h) de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, intitulée *Rules of General Application - General Notes to Financial Statements: Income Tax Expense*, ainsi que la suppression des informations qui ne sont plus considérées comme avantageuses sur le plan financier ou pertinentes. Ces directives s'appliqueront aux exercices ouverts après le 15 décembre 2024. L'adoption anticipée est permise. La norme sera appliquée de manière prospective, l'application rétrospective étant toutefois autorisée. La société évalue actuellement l'incidence qu'aura l'adoption de la norme sur ses états financiers consolidés.

RÉCAPITULATIF DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Pour les trimestres clos les
en millions de dollars
(sauf les montants par action)

	T3 2025	T2 2025	T1 2025	T4 2024	T3 2024	T2 2024	T1 2024	T4 2023
Produits d'exploitation	2 106 \$	1 988 \$	2 676 \$	1 763 \$	1 802 \$	1 617 \$	2 018 \$	1 972 \$
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	228 \$	135 \$	583 \$	154 \$	4 \$	129 \$	207 \$	289 \$
Résultat de base par action ordinaire	0,76 \$	0,45 \$	1,96 \$	0,52 \$	0,01 \$	0,45 \$	0,73 \$	1,04 \$
Résultat dilué par action ordinaire	0,76 \$	0,45 \$	1,96 \$	0,52 \$	0,01 \$	0,45 \$	0,73 \$	1,04 \$

Le caractère saisonnier des activités influe sur les produits d'exploitation trimestriels et le bénéfice net ajusté trimestriel. Le premier trimestre dégage des bénéfices élevés, étant donné qu'une partie importante des activités de la société est située dans le nord-est de l'Amérique du Nord, où l'hiver constitue la saison de pointe en matière de consommation d'électricité. Le troisième trimestre contribue à des bénéfices élevés puisqu'il correspond à la saison estivale en Floride, soit la période de pointe de consommation d'électricité. Les conditions météorologiques de nature saisonnière ou autre, de même que la fréquence et la violence des tempêtes, peuvent influencer sur la demande d'énergie ainsi que sur le coût de la prestation des services. Les éléments décrits à la rubrique « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » pourraient également influencer sur les résultats trimestriels.

Comparaison entre le T3 2025 et le T3 2024

Pour une explication des écarts, se reporter à la rubrique « Faits saillants de l'état des résultats consolidés ».

Comparaison entre le T2 2025 et le T2 2024

Au deuxième trimestre de 2025, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a augmenté de 6 millions de dollars, en raison principalement de la diminution des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, de l'augmentation du bénéfice à TEC, à EES et à NMGC, de l'augmentation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices du siège social et de la baisse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales du siège social. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le gain à la vente de LIL comptabilisé au deuxième trimestre de 2024, par les charges liées à la vente imminente de NMGC comptabilisées au deuxième trimestre de 2025, par la diminution du bénéfice à NSPI, par la diminution de la quote-part du bénéfice provenant du projet LIL et par la hausse des intérêts débiteurs du siège social. Le résultat de base et dilué par action du deuxième trimestre de 2025 a été semblable à celui du deuxième trimestre de 2024.

Comparaison entre le T1 2025 et le T1 2024

Au premier trimestre de 2025, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a augmenté de 376 millions de dollars et le résultat ajusté de base et dilué a augmenté de 1,23 \$ par rapport au premier trimestre de 2024. Ces hausses sont principalement attribuables à la diminution des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, à l'augmentation du bénéfice à TEC, à NSPI, à EES et à NMGC, à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien et à la baisse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales du siège social. Ces variations ont été partiellement contrebalancées par la diminution de la quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites attribuable à la vente de LIL. La variation du résultat par action est également attribuable à une hausse du nombre moyen pondéré d'actions en circulation.

Comparaison entre le T4 2024 et le T4 2023

Au quatrième trimestre de 2024, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a diminué de 135 millions de dollars et le résultat ajusté de base et dilué a diminué de 0,52 \$ par rapport au quatrième trimestre de 2023. Ces diminutions sont principalement attribuables à la diminution des gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché, aux charges liées à des coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs, à la diminution de la quote-part du bénéfice provenant du projet LIL, à l'augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales du siège social qui a découlé de la différence entre le moment de l'évaluation des charges de rémunération incitative à long terme et des couvertures connexes, à la baisse du bénéfice à Emera Energy, ainsi qu'à l'augmentation des intérêts débiteurs du siège social. Ces variations ont été partiellement contrebalancées par l'incidence favorable de l'économie d'impôt liée à une structure de financement spécifique et à sa dissolution, par l'augmentation du bénéfice à NSPI, du secteur Autres services publics d'électricité, de NMGC, de PGS et de TEC, par la reprise de la provision pour moins-value liée au gain à la vente de LIL et par l'augmentation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices du siège social. La variation du résultat par action est également attribuable à une hausse du nombre moyen pondéré d'actions en circulation.