



Rapport de gestion

En date du 8 novembre 2024

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 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023, de même qu'un aperçu de sa situation financière au 30 septembre 2024 par rapport au 31 décembre 2023. 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 2024 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 2023 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.

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 2024 :

Filiale à tarifs réglementés d'Emera 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 Utility and Review Board (la « Régie »)
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 »)	La Régie
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

Le 4 juin 2024, Emera a conclu la vente de sa participation minoritaire indirecte dans Labrador Island Link Partnership (« LIL »). Se reporter aux rubriques « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » et « Autres faits récents » pour plus de précisions.

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 d'électricité de la Floride	25
Introduction et aperçu stratégique.....	3	Services publics d'électricité canadiens.....	26
Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR	5	Services publics de gaz naturel et infrastructure	28
Rétrospective financière consolidée.....	8	Autres services publics d'électricité	29
Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice.....	8	Autres	30
Principales données financières consolidées.....	8	Situation de trésorerie et sources de financement.....	32
Faits saillants de l'état des résultats consolidés.....	10	Flux de trésorerie consolidés – Faits saillants	33
Survol de l'entreprise et perspectives commerciales ..	14	Obligations contractuelles.....	35
Services publics d'électricité de la Floride.....	14	Gestion de la dette.....	36
Services publics d'électricité canadiens	16	Garanties et lettres de crédit.....	38
Services publics de gaz naturel et infrastructure.....	18	Informations sur les actions en circulation	38
Autres services publics d'électricité.....	19	Transactions entre parties liées.....	39
Autres.....	20	Gestion du risque et instruments financiers.....	39
Bilans consolidés – Faits saillants.....	21	Communication de l'information et contrôles internes ..	40
Autres faits récents	23	Estimations comptables critiques.....	41
Principales données financières	25	Modification de méthodes et de pratiques comptables	41
		Prises de position comptables futures	41
		Récapitulatif des résultats trimestriels	42

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, aux objectifs de réduction des émissions de dioxyde de carbone, aux perspectives et aux occasions commerciales futurs 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; 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 niveaux de consommation prévus d'énergie; le maintien de couvertures d'assurance adéquates; les changements dans les habitudes de consommation de l'énergie par les abonnés; la possibilité que l'évolution de la technologie entraîne une réduction de la demande en électricité; les changements climatiques à l'échelle mondiale; 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; le risque de défaillance des infrastructures de technologies de l'information (« TI ») et les risques liés à la cybersécurité; 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

Établie à Halifax, en Nouvelle-Écosse, Emera possède et exploite des entreprises de services publics à tarifs réglementés axées sur le coût du service dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel aux États-Unis (« É.-U. »), au Canada et dans les Caraïbes. Les entreprises de services publics axées sur le coût du service fournissent des services essentiels d'électricité et de gaz naturel dans des territoires désignés aux termes de concessions et sont supervisées par des organismes de réglementation. L'objectif stratégique d'Emera demeure de fournir de façon sécuritaire une énergie abordable, fiable et plus propre à ses clients.

La majorité des investissements d'Emera dans des entreprises à tarifs réglementés est située en Floride avec d'autres investissements en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Mexique et dans les Caraïbes. Le portefeuille d'entreprises de services publics réglementées d'Emera devrait procurer un bénéfice, des flux de trésorerie et des dividendes fiables. Les possibilités de bénéfice des services publics réglementés dépendent généralement 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 des capitaux propres approuvé par la réglementation. Les volumes des ventes et les charges d'exploitation ont également une incidence sur le bénéfice.

Il est prévu que le plan d'investissement en immobilisations d'Emera sera d'environ 9 milliards de dollars pour la période de 2024 à 2026, avec la possibilité d'investissements en immobilisations supplémentaires d'environ 2 milliards de dollars au cours de cette même période. Le plan d'investissement en immobilisations prévoit d'importants investissements dans l'ensemble du portefeuille dans la production d'énergie renouvelable et plus propre, la fiabilité et l'intégrité des systèmes, ainsi que la modernisation et l'agrandissement des infrastructures afin de répondre aux besoins des clients actuels et nouveaux, et les technologies capables de mieux soutenir les activités et l'expérience client. Il est prévu que près de 75 pour cent du plan d'investissement en immobilisations sera mis en œuvre au sein des deux activités de services publics d'Emera en Floride. Les investissements en immobilisations devraient se poursuivre à ce rythme au-delà de 2026, ce qui se traduira par une croissance de la base tarifaire annuelle composée d'environ sept à huit pour cent jusqu'en 2029.

Le plan d'investissement en immobilisations d'Emera est 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 capitaux propres et par la vente d'actifs choisis. En règle générale, les besoins en capitaux propres à l'appui du plan d'investissement de la société devraient être financés au moyen de l'émission d'actions ordinaires et privilégiées 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 de la société.

Emera a fourni des prévisions quant au taux de croissance annuel moyen composé du résultat par action ajusté de cinq pour cent à sept pour cent jusqu'en 2027, lequel sera principalement attribuable au plan d'investissement en immobilisations et à la croissance de la base tarifaire afférente.

Emera a fourni des prévisions de croissance annuelle des dividendes d'un pour cent à deux pour cent. La société vise un ratio de distribution des dividendes à long terme de 70 à 75 pour cent du bénéfice net ajusté et, bien que ce ratio soit susceptible de dépasser cette cible à court terme, il devrait revenir à cette fourchette avec le temps. Pour plus de précisions sur les ratios non conformes aux PCGR « résultat ajusté par action ordinaire » et « ratio de distribution du bénéfice net ajusté », se reporter à la rubrique « Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR ».

Des situations météorologiques de nature saisonnière et non saisonnière influent sur la demande et les coûts d'exploitation. De même, les rajustements de réévaluation à la valeur du marché et les taux de change peuvent avoir une incidence importante sur les résultats financiers d'une période donnée. Le bénéfice net consolidé et les flux de trésorerie d'Emera sont sensibles aux fluctuations du dollar américain par rapport au dollar canadien. Emera peut couvrir le risque transactionnel et le risque lié à la conversion. Ces répercussions, ainsi que le calendrier des dépenses en immobilisations et d'autres facteurs, font en sorte que les résultats d'un trimestre donné ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats d'un autre trimestre ou de l'exercice dans son ensemble.

Les marchés mondiaux de l'énergie sont confrontés à des changements importants et Emera est bien placée pour continuer de composer avec les demandes changeantes des clients, et relever les défis liés à la numérisation, à la décarbonation et à la production décentralisée dans des environnements réglementaires complexes.

Les clients sont dépendants de l'énergie que fournissent les activités de services publics d'Emera et veulent plus de choix, un meilleur contrôle et une fiabilité accrue. Les coûts de production et de stockage décentralisés sont devenus plus concurrentiels et les progrès technologiques transforment le fonctionnement des services publics ainsi que leur façon d'interagir avec les clients. Dans le même temps, les changements climatiques et la fréquence accrue d'événements météorologiques extrêmes influent sur les politiques énergétiques gouvernementales et alimentent le besoin d'investissements accrus afin de remplacer les infrastructures vieillissantes et de renforcer les systèmes dans le but d'assurer la résilience et la fiabilité des systèmes. Ces facteurs, lorsqu'ils s'ajoutent à l'inflation, à la hausse des taux d'intérêt et à l'augmentation du coût des investissements en capital, entraînent une hausse des coûts d'énergie et donc des tarifs des clients à un moment où l'abordabilité constitue un défi.

La stratégie d'Emera est axée sur l'investissement dans ses services publics en exploitation afin de pourvoir à une valeur pour les clients de ceux-ci et, ce faisant, de faire croître le bénéfice et les flux de trésorerie pour les actionnaires.

S'appuyant sur ses progrès significatifs en matière de réduction des émissions de carbone dans l'ensemble de ses activités, Emera poursuit ses efforts pour réduire le profil des émissions de l'énergie livrée aux clients et respecter les exigences gouvernementales en fait de réduction de carbone.

Sous réserve des obligations réglementaires de la société et d'autres facteurs externes, Emera s'efforce d'atteindre les objectifs suivants par rapport aux niveaux correspondants de 2005 :

- Réduire de 55 pour cent les émissions de dioxyde de carbone d'ici 2025.
- Retirer la dernière unité de charbon existante d'Emera d'ici 2040 au plus tard.
- Réduire de 80 pour cent les émissions de dioxyde de carbone d'ici 2040.

Emera cherche à mettre en œuvre ces objectifs tout en continuant d'axer ses investissements sur la fiabilité et de se concentrer sur l'incidence des coûts pour ses clients. Emera s'engage également à repérer les technologies émergentes et à continuer de travailler de manière constructive avec les décideurs, les organismes de réglementation, les partenaires, les investisseurs et les clients pour atteindre ces objectifs et réaliser sa vision de zéro émission nette.

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. 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. Une analyse et un rapprochement de ces mesures et ratios sont présentés ci-dessous.

Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, 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 ») compte non tenu de l'incidence des rajustements de réévaluation à la valeur du marché, des charges liées à la vente imminente de NMGC et du gain à la vente, après impôts et coûts de transaction, de la participation minoritaire indirecte d'Emera dans le projet LIL (la « participation dans LIL »). Voir ci-dessous pour plus de précisions sur ces ajustements.

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 rubriques « Principales données financières — Services publics de gaz naturel et infrastructure », « Principales données financières — Autres services publics d'électricité » et « Principales données financières — Autres ».

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 2023 d'Emera.

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. La direction 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.

Se reporter aux rubriques « Rétrospective financière consolidée », « Principales données financières — Autres services publics d'électricité » et « Principales données financières — Autres » pour plus de précisions sur ces rajustements de réévaluation à la valeur du marché.

Charges liées à la vente imminente de NMGC :

Le 5 août 2024, Emera a conclu une entente visant la vente de NMGC. 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. La direction estime que le fait d'exclure ces montants du bénéfice net permet de mieux distinguer les activités d'exploitation courantes, en plus de permettre aux investisseurs de mieux comprendre et évaluer la société. Se reporter aux rubriques « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » et « Autres faits récents » pour plus de précisions sur la vente imminente de NMGC.

Gain à la vente de la participation dans LIL :

Au deuxième trimestre de 2024, Emera a comptabilisé un gain de 107 millions de dollars, après impôts et coûts de transaction, découlant de la vente de sa participation dans LIL. La direction estime que le fait d'exclure le gain à la vente, après impôts et coûts de transaction du bénéfice net permet de mieux distinguer les activités d'exploitation courantes, en plus de permettre aux investisseurs de mieux comprendre et évaluer la société. Se reporter aux rubriques « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » et « Autres faits récents » pour plus de précisions sur la vente de la participation d'Emera dans LIL.

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	
	2024	2023	2024	2023
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	4 \$	101 \$	340 \$	689 \$
Charges liées à la vente imminente de NMGC, après impôts ¹⁾²⁾	(225)	-	(225)	-
Gain à la vente de la participation dans LIL, après impôts et coûts de transaction ³⁾	-	-	107	-
(Perte) gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché, après impôts ⁴⁾	(7)	(103)	(145)	55
Bénéfice net ajusté	236 \$	204 \$	603 \$	634 \$
Résultat de base par action ordinaire	0,01 \$	0,37 \$	1,18 \$	2,53 \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,81 \$	0,75 \$	2,10 \$	2,33 \$

1) Représente (i) un goodwill hors trésorerie et d'autres pertes de valeur de 206 millions de dollars après impôts et (ii) 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 (néant en 2023).

2) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices de 20 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 (néant en 2023).

3) Déduction faite d'une charge d'impôts sur les bénéfices de 75 millions de dollars pour la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 (néant en 2023).

4) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices de 4 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2024 (recouvrement de 40 millions de dollars en 2023) et d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices de 60 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 (charge de 24 millions de dollars en 2023).

BAIIA et BAIIA ajusté

Le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (le « BAIIA ») et le BAIIA 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 BAIIA 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.

À l'instar des calculs du bénéfice net ajusté dont il est question ci-dessus, le BAIIA ajusté représente le BAIIA, 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 la participation dans LIL, après coûts de transaction.

Rapprochement entre le bénéfice net et le BAIIA et le BAIIA ajusté

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Bénéfice net ¹⁾	23 \$	118 \$	395 \$	738 \$
Intérêts débiteurs nets	241	235	725	684
(Recouvrement) charge d'impôts sur les bénéfices	(9)	(34)	40	77
Amortissement	293	266	866	785
BAIIA	548 \$	585 \$	2 026 \$	2 284 \$
Charges liées à la vente imminente de NMGC, compte non tenu des impôts sur les bénéfices	(245)	-	(245)	-
Gain à la vente de la participation dans LIL, après coûts de transaction, compte non tenu des impôts sur les bénéfices	-	-	182	-
(Perte) gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché, avant impôts sur les bénéfices	(11)	(143)	(205)	79
BAIIA ajusté	804 \$	728 \$	2 294 \$	2 205 \$

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

Au troisième trimestre de 2024, Emera a comptabilisé un goodwill hors trésorerie 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, respectivement. Se reporter à la rubrique « Autres faits récents » pour plus de précisions sur la vente imminente de NMGC. Se reporter à la note 19 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires résumés pour plus de précisions sur la perte de valeur du goodwill hors trésorerie.

De plus, au 30 septembre 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 de NMGC. 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. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique « Autres faits récents ».

Gain à la vente de la participation dans LIL

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 rubrique « Autres faits récents ».

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 diminué de 96 millions de dollars pour s'établir à 7 millions de dollars au troisième trimestre de 2024, contre 103 millions de dollars au troisième trimestre de 2023, ce qui s'explique principalement par la baisse de l'amortissement des actifs de transport du gaz naturel à Emera Energy Services (« EES ») et par la comptabilisation d'un gain sur les couvertures de change lié aux activités du siège social, comparativement à une perte pour l'exercice précédent. Le gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts de 55 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2023 a reculé de 200 millions de dollars pour représenter une perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts de 145 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2024, ce qui s'explique essentiellement par les variations des positions existantes à EES.

Principales données financières consolidées

En millions de dollars	Trois mois clos les		Neuf mois clos les	
	30 septembre		30 septembre	
Bénéfice net ajusté	2024	2023	2024	2023
Services publics d'électricité de la Floride	252 \$	228 \$	524 \$	512 \$
Services publics d'électricité canadiens	26	38	155	179
Services publics de gaz naturel et infrastructure	38	23	180	155
Autres services publics d'électricité	10	17	27	31
Autres	(90)	(102)	(283)	(243)
Bénéfice net ajusté	236 \$	204 \$	603 \$	634 \$
Charges liées à la vente imminente de NMGC, après impôts	(225)	-	(225)	-
Gain à la vente de la participation dans LIL, après impôts et coûts de transaction	-	-	107	-
(Perte) gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché, après impôts	(7)	(103)	(145)	55
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	4 \$	101 \$	340 \$	689 \$

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 2023 et 2024 :

en millions de dollars	Trois mois clos le 30 septembre	Neuf mois clos le 30 septembre
Bénéfice net ajusté – 2023	204 \$	634 \$
Rendement des unités d'exploitation		
Augmentation du bénéfice à TEC attribuable à l'augmentation des produits découlant de la croissance de la clientèle et des nouveaux tarifs de base, à la diminution de la charge d'impôt sur les bénéfices et à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien, en partie contrebalancées par les conditions météorologiques défavorables et par la hausse de la dotation aux amortissements. Le bénéfice d'un exercice à l'autre a également été en partie contrebalancé par l'augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable à la hausse des coûts de transport et de distribution	24	12
Augmentation du bénéfice à PGS attribuable à l'augmentation des produits découlant des nouveaux tarifs de base et à la croissance de la clientèle, en partie contrebalancées par l'augmentation de la dotation aux amortissements, des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales et de la dotation aux amortissements, des intérêts débiteurs et de la charge d'impôts sur les bénéfices	15	47
Augmentation, d'un trimestre à l'autre, du bénéfice à NSPI attribuable à la diminution des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales. Diminution, d'un exercice à l'autre, du bénéfice attribuable à l'augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales en raison de la hausse des initiatives en matière de fiabilité, partiellement contrebalancée par la hausse des produits qui a découlé de la hausse du volume des ventes du secteur résidentiel	4	(12)
Diminution, d'un exercice à l'autre, du bénéfice à NMGC attribuable à la baisse des produits au titre de l'optimisation des actifs et à la hausse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales, facteurs en partie contrebalancés par la diminution de la charge d'impôts sur les bénéfices	1	(18)
Diminution de la quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites attribuable à la vente de la participation dans LIL	(15)	(16)
Diminution du bénéfice à Emera Energy attribuable à la comptabilisation, en 2023, de crédits d'impôt à l'investissement liés à Bear Swamp	(5)	(8)
Diminution du bénéfice à EES attribuable aux conditions de marché moins favorables. La diminution d'un exercice à l'autre reflète également des occasions de couverture favorables au premier trimestre de 2023 en raison de la hausse des prix du gaz naturel	(3)	(13)
Siège social		
Diminution des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales, avant impôts, attribuable essentiellement à la différence entre le moment de l'évaluation de la charge de rémunération incitative à long terme et des couvertures connexes	32	15
Augmentation des dividendes sur les actions privilégiées attribuable à un taux de dividende plus élevé pour les actions privilégiées des séries B, C et H	(2)	(6)
Augmentation des intérêts débiteurs avant impôts attribuable à l'augmentation des taux d'intérêt et à la hausse du total de la dette	(6)	(29)
Diminution du recouvrement d'impôts sur les bénéfices d'un trimestre à l'autre attribuable à la baisse de la perte avant la charge d'impôts sur les bénéfices. Augmentation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices d'un exercice à l'autre attribuable à la hausse de la perte avant la charge d'impôts sur les bénéfices	(7)	8
Autres écarts	(6)	(11)
Bénéfice net ajusté – 2024	236 \$	603 \$

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

en millions de dollars	Neuf mois clos les 30 septembre	
	2024	2023
Flux de trésorerie liés à l'exploitation avant la variation du fonds de roulement	1 732 \$	1 813 \$
Variation du fonds de roulement	220	5
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 952 \$	1 818 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 289) \$	(2 045) \$
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(997) \$	166 \$

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
	2024	2023
Total de l'actif	39 674 \$	39 480 \$
Total de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an) ¹⁾	17 262 \$	18 365 \$

1) Exclut les soldes de NMGC classés comme étant détenus en vue de la vente au 30 septembre 2024. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique « Autres faits récents » et à la note 4 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires 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		
	2024	2023	Variation	2024	2023	Variation
Produits d'exploitation	1 802 \$	1 740 \$	62 \$	5 437 \$	5 591 \$	(154) \$
Charges d'exploitation	1 586	1 468	(118)	4 596	4 302	(294)
Bénéfice d'exploitation	216 \$	272 \$	(56) \$	841 \$	1 289 \$	(448) \$
Autres produits, montant net	14 \$	15 \$	(1)	232 \$	107 \$	125 \$
Intérêts débiteurs nets	241 \$	235 \$	(6) \$	725 \$	684 \$	(41) \$
(Recouvrement) charge d'impôts sur les bénéfices	(9) \$	(34) \$	(25) \$	40 \$	77 \$	37 \$
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	4 \$	101 \$	(97) \$	340 \$	689 \$	(349) \$
Bénéfice net ajusté	236 \$	204 \$	32 \$	603 \$	634 \$	(31) \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	290,0	273,6	16,4	287,5	272,2	15,3
Résultat de base par action ordinaire	0,01 \$	0,37 \$	(0,36) \$	1,18 \$	2,53 \$	(1,35) \$
Résultat dilué par action ordinaire	0,01 \$	0,37 \$	(0,36) \$	1,18 \$	2,53 \$	(1,35) \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,81 \$	0,75 \$	0,06 \$	2,10 \$	2,33 \$	(0,23) \$
Dividendes par action ordinaire déclarés	0,7175 \$	0,6900 \$	0,0275 \$	2,1525 \$	2,0700 \$	0,0825 \$
BAlIA ajusté	804 \$	728 \$	76 \$	2 294 \$	2 205 \$	89 \$

Produits d'exploitation

Les produits d'exploitation ont augmenté de 62 millions de dollars au troisième trimestre de 2024 comparativement au troisième trimestre de 2023 et, compte non tenu de la diminution de 98 millions de dollars de la perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché, ils ont diminué de 36 millions de dollars. La diminution est attribuable à une baisse des produits tirés de la clause de recouvrement des coûts du combustible et de la surcharge au titre des tempêtes à TEC (contrebalancée dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales), à une diminution de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation à EES, à une baisse des produits liés au combustible à NMGC et aux conditions météorologiques défavorables à TEC. Ces diminutions ont été en partie contrebalancées par les nouveaux tarifs à PGS, à NSPI et à TEC, par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien et par la croissance de la clientèle à PGS et à TEC.

Pour les neuf premiers mois de 2024, les produits d'exploitation ont diminué de 154 millions de dollars par rapport à 2023 et, compte non tenu de l'augmentation de 268 millions de dollars de la perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché, ils ont augmenté de 114 millions de dollars. Cette augmentation découle des nouveaux tarifs à NSPI, à PGS et à TEC, des modifications de la méthode de recouvrement des coûts du combustible d'un client industriel à NSPI en 2023, de l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien et de la croissance de la clientèle à PGS, à TEC et à NSPI. Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par une baisse des produits tirés de la clause de recouvrement des coûts du combustible et de la surcharge au titre des tempêtes à TEC (contrebalancée dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales), par la baisse des produits liés au combustible et des produits au titre de l'optimisation des actifs à NMGC, par la diminution de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation à EES et par les conditions météorologiques défavorables à TEC.

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation ont augmenté de 118 millions de dollars au troisième trimestre de 2024 comparativement à celles inscrites au troisième trimestre de 2023 et, compte non tenu du goodwill et des autres pertes de valeur de 221 millions de dollars liés à la vente imminente de NMGC, elles ont diminué de 103 millions de dollars, en raison de la baisse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable à la comptabilisation de coûts liés aux dommages causés par les tempêtes moins élevés à TEC (contrebalancée dans les produits), de la différence entre le moment de l'évaluation de la charge de rémunération incitative à long terme et des couvertures connexes du siège social et de la diminution des charges liées au combustible pour la production d'électricité et l'achat d'électricité attribuable aux variations des prix du gaz naturel à TEC. Ces diminutions ont été en partie contrebalancées par la hausse de l'amortissement à TEC et à PGS.

Les charges d'exploitation ont augmenté de 294 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2024 comparativement à celles inscrites pour la période correspondante de 2023 et, compte non tenu du goodwill et des autres pertes de valeur de 221 millions de dollars liés à la vente imminente de NMGC, elles ont augmenté de 73 millions de dollars, en raison des modifications de la méthode de recouvrement des coûts du combustible d'un client industriel à NSPI en 2023, de la hausse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable à la hausse des coûts de transport et de distribution et aux reports réglementaires plus élevés à TEC, de l'augmentation des coûts de main-d'œuvre à PGS et à NMGC et des investissements accrus dans les initiatives en matière de fiabilité à NSPI. Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par la diminution des charges liées au combustible pour la production d'électricité et l'achat d'électricité attribuable aux variations des prix du gaz naturel à TEC, par la baisse des prix du gaz naturel à NMGC et à PGS, par la comptabilisation de coûts liés aux dommages causés par les tempêtes moins élevés (contrebalancée dans les produits), par la différence entre le moment de l'évaluation de la charge de la rémunération incitative à long terme et des couvertures connexes du siège social, ainsi que par la comptabilisation à NSPI, au premier trimestre de 2023, d'une pénalité liée à la réglementation de la Nouvelle-Écosse intitulée *Renewable Electricity Regulations* (la « Réglementation sur l'énergie renouvelable »).

Autres produits, montant net

Les autres produits nets ont diminué de 1 million de dollars au troisième trimestre de 2024 par rapport à ceux du troisième trimestre de 2023, en raison des coûts de transaction liés à la vente imminente de NMGC, en partie contrebalancés par la hausse des profits de change.

Les autres produits nets ont augmenté de 125 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de 2024 par rapport à ceux de la période correspondante de 2023, en raison du gain à la vente, après coûts de transaction, de la participation d'Emera dans LIL, partiellement contrebalancé par les coûts de transaction liés à la vente imminente de NMGC, la diminution des produits d'intérêts et l'augmentation des pertes de change.

Intérêts débiteurs nets

Les intérêts débiteurs nets ont diminué de 6 millions de dollars au troisième trimestre de 2024 et de 41 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2024 par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2023, en raison des taux d'intérêt plus élevés et de la hausse des emprunts destinés au financement des activités courantes.

(Recouvrement) charge d'impôts sur les bénéfices

Pour le troisième trimestre de 2024, le recouvrement d'impôts sur les bénéfices a diminué de 25 millions de dollars par rapport au troisième trimestre de 2023, en raison de l'augmentation du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices, compte non tenu des charges liées à la vente imminente de NMGC, de la hausse des crédits d'impôt sur la production liés aux centrales d'énergie solaire et de l'incidence fiscale des charges liées à la vente imminente de NMGC.

Pour les neuf premiers mois de 2024, la charge d'impôts sur les bénéfices a diminué de 37 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2023, en raison de la baisse du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices, compte non tenu du gain à la vente de la participation dans LIL et des charges liées à la vente imminente de NMGC. Cette baisse a été partiellement contrebalancée par l'incidence fiscale nette du gain à la vente de la participation dans LIL et par les charges liées à la vente imminente de NMGC.

Bénéfice net et bénéfice net ajusté

Pour le troisième trimestre de 2024, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires par rapport au troisième trimestre de 2023 a subi l'incidence défavorable de charges liées à la vente imminente de NMGC, après impôts, de 225 millions de dollars et l'incidence favorable de la diminution de 96 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts. Compte non tenu de ces variations, le bénéfice net ajusté a augmenté de 32 millions de dollars, ce qui est principalement attribuable à la hausse du bénéfice à TEC, à PGS, à NSPI et à NMGC, ainsi qu'à la diminution 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 de la charge de rémunération incitative à long terme et des couvertures connexes. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la baisse du bénéfice à Emera Energy, par la diminution de la quote-part du bénéfice provenant du projet LIL, par la diminution du recouvrement d'impôts sur les bénéfices du siège social attribuable à la baisse des pertes avant la charge d'impôts sur les bénéfices, par l'augmentation des intérêts débiteurs du siège social découlant de la hausse des taux d'intérêt et de l'augmentation du total de la dette, ainsi que par l'augmentation des dividendes versés sur les actions privilégiées du siège social.

Pour les neuf premiers mois de 2024, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires par rapport à la période correspondante de 2023 a subi l'incidence favorable du gain à la vente, après impôts et coûts de transaction, de la participation dans LIL de 107 millions de dollars et l'incidence défavorable de l'augmentation de 200 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts et de charges de 225 millions de dollars liées à la vente imminente de NMGC, après impôts. Compte non tenu de ces variations, le bénéfice net ajusté a diminué de 31 millions de dollars, en raison principalement de la baisse du bénéfice à NMGC, à Emera Energy et à NSPI, de la diminution de la quote-part du bénéfice provenant du projet LIL, de l'augmentation des intérêts débiteurs du siège social découlant de la hausse des taux d'intérêt et de l'augmentation du total de la dette et de l'augmentation des dividendes versés sur les actions privilégiées du siège social. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la hausse du bénéfice à PGS et à TEC, par la baisse 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 de la charge de rémunération incitative à long terme et des couvertures connexes et par l'augmentation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices attribuable à la hausse de la perte avant la charge d'impôts sur les bénéfices.

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

Le résultat de base par action ordinaire a été moins élevé au troisième trimestre de 2024 en raison de l'incidence de la diminution du bénéfice dont il est question ci-dessus et de l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions en circulation. Le résultat ajusté de base par action ordinaire a été plus élevé au troisième trimestre de 2024 en raison de l'augmentation du résultat ajusté dont il est question ci-dessus, partiellement contrebalancée par l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions en circulation.

Le résultat de base par action ordinaire et le résultat ajusté de base par action ordinaire ont été moins élevés pour les neuf premiers mois de 2024 par rapport à 2023 en raison de l'incidence de l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions en circulation et de la diminution du bénéfice dont il est question ci-dessus.

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 2023 de la société.

Les taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain pour 2024 et 2023 s'établissent comme suit :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre		Exercice clos le 31 décembre
	2024	2023	2024	2023	2023
Taux de change moyen pondéré \$ CA/\$ US	1,36 \$	1,34 \$	1,36 \$	1,34 \$	1,35 \$
Taux de change \$ CA/\$ US à la clôture de la période	1,35 \$	1,35 \$	1,35 \$	1,35 \$	1,32 \$

Le tableau ci-dessous présente les principaux secteurs d'Emera 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	
	2024	2023	2024	2023
Services publics d'électricité de la Floride	186 \$	170 \$	385 \$	381 \$
Services publics de gaz naturel et infrastructure ¹⁾²⁾	25	12	122	101
Autres services publics d'électricité	8	13	20	23
Secteur Autres ³⁾⁴⁾	(58)	(32) \$	(108)	(77)
Total²⁾⁴⁾⁵⁾	161 \$	163 \$	419 \$	428 \$

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.

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 des charges liées à la vente imminente de NMGC de 160 millions de dollars américains, après impôts.

5) Exclut une perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 183 millions de dollars américains après impôts pour le trimestre clos le 30 septembre 2024 (perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 57 millions de dollars américains après impôts en 2023) et une perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 272 millions de dollars américains après impôts pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 (gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 43 millions de dollars américains après impôts en 2023).

L'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur le bénéfice en dollars américains s'est traduite par une augmentation de 7 millions de dollars du bénéfice net au troisième trimestre de 2024 par rapport à la période correspondante de 2023. Pour les neuf premiers mois de 2024, l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur le bénéfice en dollars américains a été plus que contrebalancée par les pertes réalisées et non réalisées sur des couvertures de change utilisées pour atténuer le risque de change lié au bénéfice en dollars américains, ce qui a entraîné une diminution de 6 millions de dollars du bénéfice net par rapport à la période correspondante de 2023. L'affaiblissement du dollar canadien s'est traduit par une augmentation de 2 millions de dollars du bénéfice net ajusté pour le troisième trimestre de 2024 et de 3 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023. 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 2023, à l'exception des mises à jour présentées ci-dessous. Les résultats d'Emera ont subi l'incidence des conditions macroéconomiques, en particulier la hausse des taux d'intérêt ainsi que d'autres effets de l'inflation. Ces conditions devraient se poursuivre à court terme. Pour plus de précisions sur le risque économique général, y compris le risque lié au taux d'intérêt et le risque lié à l'inflation, se reporter à la rubrique « Risque d'entreprise et gestion du risque — Risque économique général » du rapport de gestion annuel de 2023 d'Emera. Pour plus de précisions sur les secteurs à présenter d'Emera, se reporter à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires résumés non audités du troisième trimestre de 2024.

Services publics d'électricité de la Floride

TEC prévoit dégager en 2024 un RCP se situant à l'extrémité inférieure de sa fourchette, mais s'attend à ce que le bénéfice soit supérieur à celui de 2023. Si l'on normalise 2023 pour tenir compte des conditions météorologiques, le volume des ventes de TEC en 2024 devrait être plus élevé qu'en 2023 en raison de la croissance de la clientèle. TEC prévoit que les taux de croissance de la consommation de 2024 seront comparables à ceux de 2023, ce qui reflète la croissance économique prévue en Floride.

Le 26 septembre 2024, l'ouragan Helene est passé à 160 kilomètres (100 milles) à l'ouest de Tampa et a touché terre à environ 300 kilomètres (200 milles) au nord de Tampa, dans le comté de Taylor, en tant qu'ouragan de catégorie 4. Le territoire de service de TEC a été touché par des vents de force tempête tropicale et des ondes de tempête, qui ont eu pour effet de priver d'électricité 100 000 clients au plus fort de la panne. Au 30 septembre 2024, TEC a reporté un montant de 45 millions de dollars américains dans la réserve en cas de tempête en vue d'un recouvrement futur, ce qui n'a eu qu'une incidence négligeable sur le bénéfice. La société estime que les coûts de restauration supplémentaires liés aux dommages causés par les tempêtes qui devraient être reportés dans le compte réglementaire de la réserve en cas de tempête au quatrième trimestre de 2024 seront supérieurs à 10 millions de dollars américains, ce qui ne devrait avoir qu'une incidence négligeable sur le bénéfice.

Le 9 octobre 2024, l'ouragan Milton a touché terre à environ 80 kilomètres (50 milles) au sud de Tampa, près de Sarasota, et a constitué l'événement météorologique le plus dévastateur qu'ait connu la région depuis plus de 100 ans. L'ouragan de catégorie 3 a eu des répercussions importantes sur le territoire de service de TEC, privant d'électricité 600 000 clients au plus fort de la panne. La société estime que le total des coûts de restauration qui devraient être reportés dans l'actif réglementaire de la réserve en cas de tempête variera de 320 millions de dollars américains à 370 millions de dollars américains, ce qui ne devrait avoir qu'une incidence négligeable sur le bénéfice.

Au 30 septembre 2024, le total des coûts de restauration comptabilisés dans le compte de réserve en cas de tempête, y compris les coûts liés à l'ouragan Helene comptabilisés au troisième trimestre de 2024, était supérieur au solde de la réserve en cas de tempête (pour plus de précisions sur la réserve en cas de tempête, se reporter à la note 6 afférente aux états financiers consolidés annuels audité d'Emera pour 2023) et, par conséquent, un montant de 35 millions de dollars américains a été reporté à titre d'actif réglementaire en vue d'un recouvrement futur. Les coûts de restauration comptabilisés au quatrième trimestre de 2024 au titre de l'ouragan Helene et de l'ouragan Milton seront également reportés dans le compte réglementaire de la réserve en cas de tempête. TEC prévoit procéder à un dépôt réglementaire auprès de la FPSC dans le but de recouvrer le solde du compte réglementaire de la réserve en cas de tempête et de reconstituer la réserve initiale en cas de tempête. TEC n'a pas encore déterminé l'approche et le calendrier de recouvrement, mais envisage plusieurs alternatives.

Le 2 avril 2024, TEC a demandé une hausse des tarifs de base à compter du 1^{er} janvier 2025, reflétant une augmentation des produits requis de 297 millions de dollars américains et des ajustements supplémentaires de 100 millions de dollars américains et 72 millions de dollars américains pour 2026 et 2027, respectivement. Les tarifs proposés par TEC comprennent un recouvrement des coûts liés aux projets de production d'énergie solaire, à l'augmentation de la capacité de stockage d'énergie, un centre de conduite du réseau plus résilient et modernisé, ainsi que d'autres projets visant à rehausser la résilience et la fiabilité. L'audience sur la demande de hausse tarifaire a eu lieu en août 2024 et la FPSC devrait rendre une décision d'ici le début de décembre 2024.

Le 24 avril 2024, l'Environmental Protection Agency des États-Unis a rendu publiques des règles définitives applicables à certaines unités de production d'électricité. Les règles comprennent de nouvelles normes régissant les gaz à effet de serre qui ne s'appliquent qu'aux unités de production d'électricité alimentées au charbon actuelles et aux nouvelles unités de production d'électricité alimentées au gaz naturel et, par conséquent, auront une incidence limitée sur TEC. De plus, elles comprennent de nouvelles règles sur les résidus de combustion du charbon (« RCC »). À l'heure actuelle, TEC évalue l'incidence qu'aura la nouvelle règle relative aux RCC sur la centrale électrique Big Bend. TEC s'attend à ce que les coûts prudemment engagés pour se conformer aux nouvelles règles environnementales soient admissibles au recouvrement auprès des clients au moyen de la clause de recouvrement des coûts environnementaux et des tarifs de base.

Le 2 avril 2024, TEC a demandé un rajustement à mi-parcours de ses frais de combustible et de capacité, reflétant une réduction de 138 millions de dollars américains sur 12 mois, de juin 2024 à mai 2025. Ce rajustement à la baisse a été demandé parce que les prix réels et projetés du gaz naturel en 2024 ont diminué par rapport au moment où TEC a soumis ses coûts projetés pour 2024, à l'automne 2023. Le 7 mai 2024, le FPSC a approuvé le rajustement à mi-parcours.

Les dépenses en immobilisations du secteur Services publics d'électricité de la Floride prévues pour 2024 sont de 1,3 milliard de dollars américains (1,3 milliard de dollars américains en 2023), y compris la provision pour fonds utilisés pendant la construction (la « PFUPC »). Les projets d'investissement visent notamment les investissements dans les projets solaires, la modernisation des réseaux électriques, les investissements visant à rendre les installations plus résistantes aux tempêtes et le renforcement de la résilience.

Services publics d'électricité canadiens

NSPI

NSPI s'attend à ce que les bénéfices en 2024 soient semblables à, ou plus élevés que, ceux de 2023 et prévoit dégager en 2024 un RCP inférieur à sa fourchette autorisée. Le volume des ventes devrait être plus élevé en 2024 qu'en 2023.

Le 24 septembre 2024, le gouvernement du Canada a finalisé un accord avec NSPI, NSPML et la province de Nouvelle-Écosse (la « province ») au sujet des modalités d'une garantie de prêt fédérale de 500 millions de dollars en titres de créance devant être émis par NSPML en vue d'aider les clients de la Nouvelle-Écosse à gérer les coûts non recouverts de l'énergie de remplacement qui a été nécessaire pendant les nombreuses années de retard du projet d'hydroélectricité de Muskrat Falls. Sous réserve de certaines conditions, notamment l'approbation d'ordre réglementaire de la Régie, le produit net de l'émission de titres de créance de NSPML sera transféré à NSPI en tant que remboursement d'une partie des paiements antérieurs au titre de l'évaluation de NSPML et sera appliqué au solde de l'actif réglementaire du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible. NSPML augmentera ensuite sa redevance d'évaluation annuelle à NSPI pour récupérer le remboursement et les coûts de financement connexes sur une période de 28 ans. Le 25 septembre 2024, NSPI et NSPML ont déposé des demandes auprès de la Régie concernant la garantie de prêt fédérale. Une décision concernant la demande de NSPML, qui déclencherait l'émission des titres de créance et le remboursement à NSPI, est attendue au quatrième trimestre de 2024. Une décision concernant la demande de NSPI, qui refléterait les prix du combustible nécessaires en 2025 pour assurer le service de la dette supplémentaire de NSPML, est attendue au premier trimestre de 2025.

Le 27 juin 2024, la Régie a approuvé le report de la comptabilisation des charges d'exploitation supplémentaires de 25 millions de dollars engagées pendant les efforts de restauration après le passage de l'ouragan Fiona en septembre 2022. À la suite de l'approbation de la Régie, le montant de 25 millions de dollars a été reclassé du poste « Autres actifs à long terme » au poste « Actifs réglementaires ». La Régie a également ordonné à NSPI de reclasser 10 millions de dollars de coûts non amortis liés aux actifs mis hors service en raison de l'ouragan Fiona dans les « Actifs réglementaires » au lieu des « Immobilisations corporelles » dans les bilans consolidés résumés. NSPI a commencé à amortir ces deux actifs réglementaires sur une période de 10 ans à compter du 1^{er} juillet 2024.

Le 13 juin 2024, la Régie a approuvé un investissement en immobilisations de 238 millions de dollars, y compris la PFUPC, pour le projet de système de stockage d'énergie par batterie. Le projet comprend trois installations de batteries de 50 MW d'une durée de quatre heures. Deux installations devraient être mises en service vers la fin de 2025 et la troisième, en 2026.

Le 30 avril 2024, NSPI a demandé à la Régie le recouvrement de coûts de restauration après tempête majeure de 22 millions de dollars qui avaient été reportés en vertu de la clause liée aux tempêtes de NSPI approuvée par la Régie en 2023. Si le recouvrement est approuvé, les coûts de 2023 reportés en vertu de la clause liée aux tempêtes seraient recouverts sur une période de 12 mois commençant le 1^{er} janvier 2025. Une décision de la Régie est attendue d'ici la fin de 2024.

Le 17 avril 2024, la Régie a approuvé la vente de 117 millions de dollars de l'actif réglementaire du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible à Invest Nova Scotia, une société d'État provinciale. Le 30 avril 2024, la transaction a été conclue et le montant de 117 millions de dollars a été remis à NSPI, ce qui a entraîné une diminution correspondante de l'actif réglementaire du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible. NSPI perçoit auprès des clients les coûts d'amortissement et de financement liés au montant de 117 millions de dollars pour le compte d'Invest Nova Scotia sur une période de 10 ans depuis le deuxième trimestre de 2024 et remet ces montants à celle-ci chaque trimestre.

En 2024, les dépenses en immobilisations, y compris la PFUPC, devraient s'élever à 510 millions de dollars (451 millions de dollars en 2023). NSPI investit principalement dans des projets d'investissement nécessaires pour assurer la fiabilité du réseau électrique et un service fiable aux clients.

Lois et règlements en matière d'environnement

NSPI est assujettie à des lois et règlements en matière d'environnement, tels qu'ils ont été établis par le gouvernement du Canada et la province. Pour plus de précisions sur les lois et règlements en matière d'environnement et les risques qui y sont associés, se reporter à la rubrique « Services publics d'électricité canadiens » sous « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales » et à la rubrique « Risque d'entreprise et gestion du risque » du rapport de gestion annuel de 2023 d'Emera. Les faits nouveaux liés aux lois et règlements environnementaux provinciaux et fédéraux sont décrits ci-dessous.

Nova Scotia Energy Reform Act :

Le 5 avril 2024, la province a adopté le projet de loi 404, intitulée *Energy Reform (2024) Act*. Cette loi met en œuvre certaines recommandations formulées par le Groupe de travail pour des solutions en matière d'électricité propre, qui a été créé par la province afin de conseiller le gouvernement provincial relativement à la transition de la Nouvelle-Écosse du charbon vers des sources d'énergie plus renouvelables. La loi a promulgué celle intitulée *Energy and Regulatory Board Act*, en vertu de laquelle a été établi le Nova Scotia Energy Board (« NSEB »). Le NSEB est un nouveau conseil qui réglementera les entités du secteur de l'énergie et des services publics en Nouvelle-Écosse et dont le mandat est de se concentrer davantage sur la satisfaction des besoins de transition énergétique. La loi promulgue également celle intitulée *More Access to Energy Act*, qui prévoit l'établissement d'un exploitant indépendant du réseau d'électricité de la province de Terre-Neuve (*Nova Scotia Independent Energy System Operator*), ainsi que la transition progressive vers celui-ci. NSPI s'engage pleinement à travailler avec la province dans le cadre de ces initiatives.

Réglementation sur l'énergie renouvelable en Nouvelle-Écosse :

Le 26 mai 2023, NSPI a entrepris, par la voie d'une procédure auprès de la Régie, des démarches pour contester la pénalité de 10 millions de dollars imposée à NSPI par la province pour non-respect de la période de conformité de la Réglementation sur l'énergie renouvelable se terminant en 2022. L'audience est actuellement prévue pour avril 2025.

NSPML

La quote-part du bénéfice de NSPML en 2024 devrait être semblable à celle de 2023.

Le 24 septembre 2024, le gouvernement du Canada a finalisé un accord avec NSPI, NSPML et la province au sujet des modalités d'une garantie de prêt fédérale de 500 millions de dollars en titres de créance devant être émis par NSPML. Pour plus de précisions, se reporter à la section ci-dessus portant sur NSPI.

Le 4 juillet 2024, NSPML a soumis à la Régie une demande visant le recouvrement d'environ 158 millions de dollars de coûts liés au lien maritime pour 2025. Une décision est attendue au quatrième trimestre de 2024.

Le 21 décembre 2023, NSPML a reçu l'autorisation de la Régie de percevoir jusqu'à 164 millions de dollars de NSPI au titre du recouvrement des coûts associés au lien maritime en 2024. Cette somme est assujettie à une retenue de 4 millions de dollars par mois. Aucune retenue n'a été comptabilisée pour les neuf premiers mois de 2024. NSPML a l'intention de déposer une demande de résiliation du mécanisme de retenue à la fin du quatrième trimestre de 2024.

NSPML ne prévoit pas d'investissements en immobilisations considérables en 2024.

LIL

Le 4 juin 2024, Emera a conclu la vente de sa participation dans LIL. Se reporter aux rubriques « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » et « Autres faits récents » pour plus de précisions.

Services publics de gaz naturel et infrastructure

Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. La clôture de l'opération est prévue pour la fin de 2025, sous réserve de certaines approbations, y compris celle de la NMPRC. En raison de la vente imminente, les actifs et les passifs de NMGC ont été classés comme détenus en vue de la vente au troisième trimestre de 2024. Pour de plus amples renseignements sur l'opération en cours, se reporter à la rubrique « Autres faits récents ».

Le bénéfice en dollars américains du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure devrait être supérieur en 2024 à celui de 2023, en raison principalement de la hausse des tarifs de base à PGS à compter de janvier 2024 et d'une hausse des tarifs de base à compter d'octobre 2024 à NMGC, en partie contrebalancées par l'augmentation des charges d'exploitation et par la diminution attendue des produits au titre de l'optimisation des actifs à NMGC.

PGS s'attend à ce que la base tarifaire soit plus élevée qu'en 2023 et prévoit dégager un RCP se situant dans sa fourchette en 2024. Le bénéfice en dollars américains pour 2024 devait être nettement supérieur à celui de 2023, en raison principalement de la hausse des produits qui est attribuable aux nouveaux tarifs de base et qui vient appuyer d'importants investissements continus dans le système et la croissance continue de la clientèle en 2024, ce qui devrait refléter le taux de croissance démographique de la Floride.

NMGC s'attend à ce que la base tarifaire de 2024 soit plus importante que celle de 2023 et à ce que le bénéfice en dollars américains soit légèrement moins élevé en raison de l'augmentation des charges d'exploitation et de la baisse des produits au titre de l'optimisation des actifs, facteur partiellement contrebalancé par la hausse des produits liés aux nouveaux tarifs de base, qui entreront en vigueur en octobre 2024. NMGC prévoit dégager un RCP légèrement inférieur à son RCP autorisé en 2024. La croissance de la clientèle devrait être conforme aux tendances historiques.

Le 14 septembre 2023, NMGC a déposé une demande de hausse tarifaire auprès de la NMPRC pour de nouveaux tarifs de base. Le 1^{er} mars 2024, NMGC a déposé auprès de la NMPRC, avec l'appui de toutes les parties à la demande, un accord de règlement prévoyant une augmentation de 30 millions de dollars américains des produits de base annuels et le maintien du RCP de NMGC à 9,375 pour cent. Les tarifs reflètent le recouvrement de l'augmentation des coûts d'exploitation et des dépenses en immobilisations liés aux projets de gazoducs et aux infrastructures connexes, ainsi qu'un nouveau système d'information et de facturation de la clientèle. En outre, NMGC a accepté de retirer sa demande pour un actif réglementaire pour les coûts associés à sa demande de 2022 pour obtenir un certificat d'utilité et de nécessité publiques pour une centrale de stockage de gaz naturel liquéfié située au Nouveau-Mexique, tout comme de ne pas la déposer de nouveau dans le cadre d'une demande de hausse tarifaire future. La NMPRC a approuvé la convention de règlement sur les tarifs le 25 juillet 2024. Les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur le 1^{er} octobre 2024.

En 2024, les dépenses en immobilisations du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure devraient s'élever à environ 450 millions de dollars américains (495 millions de dollars américains en 2023), y compris la PFUPC. PGS et NMGC continueront à réaliser des investissements pour maintenir la fiabilité de leurs systèmes et soutenir la croissance de la clientèle.

Autres services publics d'électricité

Le bénéfice en dollars américains du secteur Autres services publics d'électricité devrait augmenter en 2024 par rapport à l'exercice précédent en raison de la hausse du volume des ventes à BLPC.

Le 1^{er} août 2024, conformément à la convention relative à un protocole de fonctionnement et à un cadre réglementaire de la GBPA, GBPC a déposé une proposition de plan tarifaire. Au cours du deuxième trimestre de 2024, les clients de GBPC ont connu des pannes de courant en raison d'interruptions imprévues de la production. Par la suite, le 1^{er} octobre 2024, la GBPA a suspendu son examen de la proposition de plan tarifaire de GBPC jusqu'à ce qu'une période de fiabilité soit rétablie par GBPC. GBPC a mis en œuvre un plan global visant à améliorer la fiabilité du service pour ses clients au cours du quatrième trimestre de 2024.

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. La GBPA s'est opposée au retrait par voie législative de son autorité réglementaire sur GBPC, invoquant un conflit avec l'entente de 1955 avec le gouvernement des Bahamas intitulée *Hawksbill Creek Agreement*, qui prévoyait l'aménagement et l'administration de la région de Freeport. La direction s'attend à ce que la question de la compétence réglementaire sur GBPC fasse l'objet d'une procédure judiciaire, mais prévoit que ni la législation ni l'issue de la procédure judiciaire n'aura d'incidence importante sur Emera.

Le 24 mai 2024, le gouvernement de la Barbade a promulgué la loi concernant l'impôt sur le revenu intitulée *Income Tax (Amendment and Validation) Act*. Cette loi, qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2024, a mis en place un taux d'imposition des sociétés de 9 pour cent, obligeant BLPC à réévaluer ses passifs d'impôt reportés. Le 18 juillet 2024, BLPC a demandé le report du recouvrement de la réévaluation de 5 millions de dollars américains. BLPC demande l'amortissement des charges sur une période devant être approuvée par la FTC lors d'un futur processus d'établissement des tarifs. Une décision de la FTC est attendue au quatrième trimestre de 2024.

Le 24 mai 2024, le gouvernement de la Barbade a promulgué la loi concernant l'impôt complémentaire des sociétés intitulée *Corporation Top-up Tax (Amendment) Act*. Cette loi, qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2024, établit un taux d'imposition effectif de 15 pour cent pour les entités admissibles par l'imposition d'un impôt complémentaire. Cette loi ne devrait pas avoir d'incidence significative sur Emera.

En 2021, la BLPC a soumis à la FTC une demande de révision générale des tarifs. En septembre 2022, la FTC a accordé à la BLPC un allègement tarifaire provisoire, autorisant une augmentation des tarifs de base d'environ 1 million de dollars américains par mois. Le 15 février 2023, la FTC a rendu une décision sur cette demande, laquelle comprenait les éléments importants suivants : un RCP réglementé approuvé de 11,75 pour cent, une participation de 55 pour cent dans la structure du capital, une directive pour mettre à jour les principaux éléments du tarif de base au 16 septembre 2022 et une directive pour établir des passifs réglementaires totalisant environ 71 millions de dollars américains. Le 7 mars 2023, BLPC a déposé une demande de révision et de modification (la « demande ») et a demandé une suspension de la décision de la FTC, qui a par la suite été accordée. Le 20 novembre 2023, la FTC a rendu sa décision dans laquelle elle rejette la demande. Les tarifs provisoires restent en vigueur jusqu'à une date à déterminer dans une décision et une ordonnance définitives.

Le 1^{er} décembre 2023, BLPC a fait appel de certains aspects des décisions de la FTC du 15 février et du 20 novembre 2023 auprès de la Cour suprême de la Barbade devant la Haute Cour de justice (la « Cour ») et a demandé qu'elles soient suspendues. Le 11 décembre 2023, la Cour a accordé le sursis. La position de BLPC est que la FTC a commis des erreurs de droit et de territoire dans ses décisions et estime que l'appel est susceptible de réussir. Par conséquent, les ajustements aux tarifs et à la base tarifaire définitifs de BLPC, y compris les ajustements aux actifs et passifs réglementaires, n'ont pas été comptabilisés pour l'instant. L'appel devrait être entendu en décembre 2024. La direction ne s'attend pas à ce que la décision et l'ordonnance définitives aient une incidence importante sur le bénéfice net ajusté.

En 2024, les dépenses en immobilisations du secteur Autres services publics d'électricité devraient s'élever à environ 90 millions de dollars américains (47 millions de dollars américains en 2023) et seront principalement engagées à l'égard de projets visant à soutenir la fiabilité du système.

Autres

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 à ce qu'EES réalise un bénéfice net ajusté annuel à l'intérieur de sa fourchette de prévisions de 15 à 30 millions de dollars américains.

La perte nette ajustée du secteur Autres devrait augmenter en 2024, en raison de la hausse des intérêts débiteurs, de l'augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales du siège social, de la hausse de la charge au titre des dividendes sur actions privilégiées et de la diminution de la contribution d'Emera Energy au bénéfice net principalement attribuable à des crédits d'impôt à l'investissement uniques à Bear Swamp en 2023.

Aucune dépense en immobilisations importante ne devrait être engagée par le secteur Autres en 2024.

BILANS CONSOLIDÉS – FAITS SAILLANTS

Les variations importantes survenues aux bilans consolidés entre le 31 décembre 2023 et le 30 septembre 2024 incluent ce qui suit :

en millions de dollars	Augmentation (diminution) totale	Augmentation (diminution) attribuable au classement dans les actifs détenus en vue de la vente ¹⁾	Autres augmentations (diminutions)	Explication des autres augmentations (diminutions)
Actif				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(327) \$	(4) \$	(323) \$	Diminution attribuable aux investissements dans les immobilisations corporelles, aux remboursements nets sur les facilités de crédit engagées du siège social, au remboursement de la dette à court terme à TEC, au remboursement de la dette à long terme à Emera, à TEC et à New Mexico Gas Intermediate, Inc. (« NMGI ») et aux dividendes versés sur les actions ordinaires d'Emera. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, le produit de l'émission de titres de créance à TEC et à EUSHI Finance, Inc., le produit reçu de la vente de la participation dans LIL et le produit de l'émission d'actions ordinaires
Instruments dérivés (à court terme et à long terme)	(67)	(14)	(53)	Diminution attribuable à la contre-passation de contrats de 2023 et aux variations des positions existantes à EES
Actifs réglementaires (à court terme et à long terme)	(207)	(25)	(182)	Diminution liée à la baisse de l'actif réglementaire d'impôts reportés attribuable à la vente de la participation dans LIL, à la baisse du recouvrement du solde des actifs au titre de la clause visant le combustible à TEC découlant des recouvrements excédentaires plus élevés et aux reports moins élevés aux instruments dérivés à NSPI. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'augmentation des actifs au titre de la clause de recouvrement des coûts liés aux tempêtes à TEC et à NSPI
Débiteurs et autres actifs (à court terme et à long terme)	(269)	(85)	(184)	Diminution attribuable à la baisse des actifs de transport du gaz et à la diminution des créances clients découlant de la baisse des produits de base à EES et de la diminution de la position de la garantie en trésorerie sur les instruments dérivés et des tendances saisonnières à NSPI. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation des produits non facturés à TEC
Actifs détenus en vue de la vente (à court terme et à long terme), déduction faite des passifs	885	885	-	Augmentation attribuable à la vente imminente de NMGC
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé	83	(1 672)	1 755	Augmentation résultant des acquisitions d'immobilisations corporelles en excédent de l'amortissement et de l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera
Placements assujettis à une influence notable	(750)	-	(750)	Diminution attribuable essentiellement à la vente de la participation dans LIL
Goodwill	(373)	(284)	(89)	Diminution attribuable à la perte de valeur hors trésorerie comptabilisée relativement à NMGC, en partie contrebalancée par l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé la vente de NMGC. Au 30 septembre 2024, les actifs et les passifs de NMGC ont été classés comme étant détenus en vue de la vente. Se reporter à la rubrique « Autres faits récents » et à la note 3 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires résumés pour plus de détails.

en millions de dollars	Augmentation (diminution) totale	Augmentation (diminution) attribuable au classement dans les actifs détenus en vue de la vente ¹⁾	Autres augmentations (diminutions)	Explication des autres augmentations (diminutions)
Passif et capitaux propres				
Dette à court terme et dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(1 127) \$	(672) \$	(455) \$	Diminution attribuable à l'augmentation des remboursements sur les facilités de crédit engagées à Emera grâce au produit de la transaction visant LIL, aux remboursements sur la dette à court terme à TEC et au remboursement de la dette à long terme au siège social, à TEC et à NMGI. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par le produit de l'émission de titres de créance à long terme à TEC, par l'émission de billets subordonnés de second rang par EUSHI Finance, Inc. et par l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera
Créditeurs	(135)	(79)	(56)	Diminution attribuable à la baisse des prix des produits de base à EES
Passifs d'impôts reportés, déduction faite des actifs d'impôts reportés	(187)	(157)	(30)	Aucun changement important après avoir éliminé l'incidence du classement comme détenu en vue de la vente
Passifs réglementaires (à court terme et à long terme)	(98)	(268)	170	Augmentation attribuable à la comptabilisation d'un passif lié au recouvrement au titre de la clause visant le combustible découlant du recouvrement des coûts en excédent de l'actif réglementaire à TEC, à la hausse des coûts de mise hors service à TEC et à PGS 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)	167	(30)	197	Augmentation découlant du calendrier des paiements d'intérêts au siège social et à TEC, de l'augmentation des montants comptabilisés à l'égard de la taxe sur le carbone prévue par le régime de tarification fondé sur la production et de l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera
Actions ordinaires	422	-	422	Hausse découlant des actions émises
Cumul des autres éléments du résultat global	207	-	207	Augmentation attribuable à l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera
Bénéfices non répartis	(277)	-	(277)	Diminution attribuable aux dividendes versés en excédent du bénéfice net

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé la vente de NMGC. Au 30 septembre 2024, les actifs et les passifs de NMGC ont été classés comme étant détenus en vue de la vente. Se reporter à la rubrique « Autres faits récents » et à la note 3 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires résumés pour plus de détails.

AUTRES FAITS RÉCENTS

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. La clôture de l'opération est prévue pour la fin de 2025, sous réserve de certaines approbations, y compris celle de la NMPRC. 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.

Puisque le produit de l'opération sera inférieur à la valeur comptable des actifs et passifs vendus, Emera a évalué l'unité d'exploitation NMGC au regard d'une dépréciation du goodwill en comparant la juste valeur du produit attendu de l'opération et la valeur comptable de l'actif net, y compris le goodwill de 366 millions de dollars américains. Le goodwill de l'unité d'exploitation a été jugé déprécié et une perte de valeur hors trésorerie du goodwill de 210 millions de dollars (198 millions de dollars après impôts), ou de 155 millions de dollars américains (146 millions de dollars américains après impôts), a été comptabilisée au poste « Pertes de valeur » dans les états des résultats consolidés résumés au troisième trimestre de 2024.

À la suite du test de dépréciation du goodwill, les actifs et passifs détenus en vue de la vente ont été évalués au plus faible de leur valeur comptable ou de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente. L'évaluation a donné lieu à une perte supplémentaire liée aux coûts de transaction futurs estimés de 16 millions de dollars (13 millions de dollars après impôts), en plus des coûts de transaction engagés de 8 millions de dollars (6 millions de dollars après impôts) comptabilisés au poste « Pertes de valeur » dans les états des résultats consolidés résumés au troisième trimestre de 2024.

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 9 millions de dollars (7 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 2024.

Hausse du dividende sur actions ordinaires

Le 18 septembre 2024, le conseil d'administration d'Emera a approuvé une augmentation du taux de dividende annuel sur les actions ordinaires, qui est passé de 2,87 \$ à 2,90 \$ l'action ordinaire. Le premier versement sera effectif le 15 novembre 2024.

Modifications apportées aux lois fiscales canadiennes

Le 20 juin 2024, le projet de loi C-59 (*Loi portant exécution de certaines dispositions de l'énoncé économique de l'automne déposé au Parlement le 21 novembre 2023 et de certaines dispositions du budget déposé au Parlement le 28 mars 2023*), a été promulgué. Le projet de loi C-59 comprend les règles en matière de restriction des dépenses excessives d'intérêts et de financement (« RDEIF »), qui ont pris effet le 1^{er} janvier 2024. Les règles en matière de RDEIF limitent la déduction des dépenses d'intérêts nets et de financement d'une entreprise à un maximum de 30 pour cent du BAIIA aux fins de l'impôt. Toutes les charges d'intérêts et de financement refusées en vertu des règles en matière de RDEIF peuvent être reportées indéfiniment. La société évalue encore les conséquences de l'entrée en vigueur des règles en matière de RDEIF et étudie notamment les occasions de restructurer son financement obtenu au Canada afin de s'assurer que les charges d'intérêts et de financement refusées à court terme seront utilisées au cours des périodes futures. Aucune incidence n'a à être comptabilisée dans les états financiers de la société au 30 septembre 2024.

Le 20 juin 2024, le projet de loi C-69, *Loi portant exécution de certaines dispositions du budget déposé au Parlement le 16 avril 2024*, a été promulgué. Le projet de loi C-69 comprend la *Loi sur l'impôt minimum mondial* (la « LMM ») du Canada, qui se fonde sur les règles de l'Organisation de coopération et de développement économiques (l'« OCDE »). La LMM vise à assujettir les grandes sociétés multinationales à un taux d'imposition effectif minimal de 15 pour cent sur leurs bénéfices partout où elles exercent leurs activités. La LMM n'a eu aucune incidence importante sur la société au troisième trimestre de 2024.

Vente de la participation dans LIL

Le 4 juin 2024, Emera a conclu la vente de sa participation de 31,1 pour cent dans LIL pour une valeur totale de 1,2 milliard de dollars, incluant un produit en trésorerie de 957 millions de dollars et un montant de 235 millions de dollars pour la prise en charge de l'obligation contractuelle d'Emera de financer l'investissement en immobilisations initial restant, ce qui représente une participation additionnelle dans LIL pour l'acquéreur. Un montant de 30 millions de dollars du produit en trésorerie de la vente est entiercé dans l'attente de la finalisation de certaines conventions avec le commandité de LIL. Le produit entiercé à recevoir est détenu à la juste valeur et inclus dans le gain à la vente, après coûts de transaction. Au 30 septembre 2024, la juste valeur estimée du produit entiercé à recevoir s'établissait à 25 millions de dollars. Un gain à la vente de 107 millions de dollars, après impôts et coûts de transaction, a été inclus dans le secteur Autres (le gain à la vente de 182 millions de dollars, déduction faite des coûts de transaction, a été comptabilisé au poste « Autres produits, montant net » dans les états des résultats consolidés résumés). Le produit de la vente a servi à réduire la dette de la société et à financer les investissements dans les entreprises de services publics réglementées de la société.

Nominations

Conseil d'administration

Carla Tully s'est jointe au conseil d'administration d'Emera le 26 juin 2024. M^{me} Tully est l'ancienne cheffe de la direction et cofondatrice d'Earthrise Energy, une entreprise spécialisée dans la transition énergétique. Elle a également été première vice-présidente et directrice générale de l'énergie renouvelable chez MAP Energy, en plus d'avoir occupé divers postes de direction au sein d'AES Corporation.

Brian J. Porter s'est joint au conseil d'administration d'Emera le 6 mars 2024. M. Porter est l'ancien président-directeur général de la Banque de Nouvelle-Écosse (Banque Scotia), une banque mondiale exerçant des activités au Canada et dans le reste du continent américain.

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	
	2024	2023	2024	2023
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	724 \$	795 \$	1 944 \$	2 024 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité	164 \$	210 \$	471 \$	520 \$
Contribution au bénéfice net consolidé	186 \$	170 \$	385 \$	381 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	252 \$	228 \$	524 \$	512 \$
Volumes des ventes d'électricité (Gigawattheures (« GWh »))	6 437	6 919	16 080	16 529
Volumes de production d'électricité (en GWh)	6 661	6 749	17 017	17 065
Coût moyen du combustible en dollars par mégawattheure (« MWh »)	25 \$	31 \$	28 \$	30 \$

L'incidence de la variation du taux de change sur le bénéfice pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2024 a augmenté respectivement le bénéfice au Canada de 4 millions de dollars et de 7 millions de dollars.

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

en millions de \$ US	Trois mois clos le 30 septembre	Neuf mois clos le 30 septembre
Contribution au bénéfice net consolidé – 2023	170 \$	381 \$
Diminution des produits d'exploitation attribuable essentiellement à la diminution des produits tirés de la clause de recouvrement des coûts du combustible, à la diminution des produits liés à la surcharge au titre des tempêtes (contrebalancée dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales) et à l'incidence des conditions météorologiques défavorables d'environ 13 millions de dollars et 22 millions de dollars d'un trimestre à l'autre et d'un exercice à l'autre, respectivement. Ces diminutions ont été en partie contrebalancées par la croissance de la clientèle et les nouveaux tarifs de base.	(71)	(80)
Diminution des charges liées au combustible pour la production d'électricité et l'achat d'électricité attribuable à la baisse des prix du gaz naturel	46	49
Diminution des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales avant impôts attribuable à la comptabilisation de coûts moins élevés liés aux tempêtes (contrebalancés dans les produits). D'un exercice à l'autre, cette diminution a été en partie contrebalancée par la hausse des travaux liés à la production, et des coûts de transport et de distribution et par le moment des recouvrements différés au titre de clauses.	34	31
Augmentation de la charge d'amortissement résultant d'ajouts aux installations et de la mise en service de projets de production d'énergie	(7)	(23)
Diminution des intérêts débiteurs attribuable aux emprunts moins élevés	2	7
Diminution de la charge d'impôts sur les bénéfices attribuable à l'augmentation des crédits d'impôt sur la production liés aux centrales d'énergie solaire	6	18
Autres	6	2
Contribution au bénéfice net consolidé – 2024	186 \$	385 \$

Services publics d'électricité canadiens

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 rubrique « Autres faits récents ».

en millions de dollars (sauf indication contraire)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	399 \$	388 \$	1 376 \$	1 232 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ¹⁾	243 \$	213 \$	725 \$	543 \$
Contribution au bénéfice net consolidé	26 \$	38 \$	155 \$	179 \$
Volumes des ventes d'électricité (en GWh)	2 285	2 331	7 849	7 777
Volumes de production d'électricité (en GWh)	2 428	2 471	8 361	8 255
Coût moyen du combustible en dollars par MWh ²⁾	100 \$	86 \$	87 \$	66 \$

1) Le montant inscrit au poste « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité » tient compte du 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.

2) Le coût moyen du combustible tient compte de la reprise d'une provision de 166 millions de dollars au titre du programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023.

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	
	2024	2023	2024	2023
NSPI	14 \$	10 \$	89 \$	101 \$
Placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation dans NSPML	12	13	38	34
Placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation dans LIL	-	15	28	44
Contribution au bénéfice net consolidé	26 \$	38 \$	155 \$	179 \$

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

en millions de dollars	Trois mois clos le 30 septembre	Neuf mois clos le 30 septembre
Contribution au bénéfice net consolidé – 2023	38 \$	179 \$
Augmentation des produits d'exploitation à NSPI attribuable aux nouveaux tarifs et à l'augmentation des volumes des ventes du secteur résidentiel, en partie contrebalancées par les produits découlant du secteur industriel. Augmentation également d'un exercice à l'autre en raison des modifications de la méthode de recouvrement des coûts du combustible d'un client industriel ¹⁾ en 2023	11	144
Augmentation, d'un trimestre à l'autre, des charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité à NSPI attribuable à la variation de la composition des sources de production et à la baisse des montants comptabilisés à l'égard de la taxe sur le carbone prévue par le régime de tarification fondé sur la production de la Nouvelle-Écosse, en partie contrebalancées par la diminution des prix des produits de base. Augmentation, d'un exercice à l'autre, attribuable essentiellement à la reprise de la provision au titre du programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse ¹⁾ en 2023, à la variation de la composition des sources de production et à la hausse des volumes des ventes, en partie contrebalancées par la diminution des prix des produits de base	(30)	(182)
Augmentation, d'un trimestre à l'autre, au titre du mécanisme de rajustement attribuable à un recouvrement déficitaire des coûts du combustible plus élevé. Augmentation, d'un exercice à l'autre, attribuable aux modifications de la méthode de recouvrement des coûts du combustible d'un client industriel ¹⁾ en 2023 et à un recouvrement déficitaire des coûts du combustible plus élevé, facteurs en partie contrebalancés par la reprise de la provision du programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse ¹⁾ en 2023	19	56
Augmentation, d'un exercice à l'autre, des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales avant impôts à NSPI attribuable à des investissements accrus dans les initiatives en matière de fiabilité et à l'augmentation des coûts liés aux TI, facteurs en partie contrebalancés par la diminution des coûts de restauration liés aux dommages causés par les tempêtes et par la pénalité imposée en vertu de la Réglementation sur l'énergie renouvelable comptabilisée au premier trimestre de 2023	5	(16)
Diminution, d'un exercice à l'autre, de la quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites attribuable à la vente de la participation dans LIL	(16)	(18)
Diminution, d'un exercice à l'autre, du recouvrement d'impôts sur les bénéfices à NSPI attribuable à la diminution des déductions fiscales en excédent de l'amortissement comptable lié aux immobilisations corporelles, partiellement contrebalancée par la diminution de l'avantage lié aux reports de pertes fiscales comptabilisées à titre de passifs réglementaires d'impôts reportés et par la diminution du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices	3	(7)
Autres	(4)	(1)
Contribution au bénéfice net consolidé – 2024	26 \$	155 \$

1) Pour plus de précisions sur les modifications de la méthode de recouvrement des coûts du combustible d'un client industriel et la reprise de 166 millions de dollars de la provision au titre du programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse, se reporter à la note 6 des états financiers consolidés audités annuels d'Emera pour 2023.

Services publics de gaz naturel et infrastructure

Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. La clôture de l'opération est prévue pour la fin de 2025, sous réserve de certaines approbations, y compris l'approbation réglementaire de la NMPRC. La société continuera à comptabiliser l'amortissement de ces actifs jusqu'à la date de clôture de la transaction, étant donné que l'amortissement continue à être reflété dans les tarifs des clients et qu'il sera reflété dans la base de report des actifs lorsqu'ils seront vendus. Pour de plus amples renseignements sur l'opération en cours, 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	
	2024	2023	2024	2023
Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz ¹⁾	216 \$	193 \$	843 \$	824 \$
Produits d'exploitation non réglementés	5	4	12	12
Total des produits d'exploitation	221 \$	197 \$	855 \$	836 \$
Coût réglementé du gaz naturel	34 \$	44 \$	208 \$	292 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé	28 \$	17 \$	133 \$	115 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé – \$ CA	38 \$	23 \$	180 \$	155 \$
Charges liées à la vente imminente de NMGC, après impôts ²⁾	(6)	-	(6)	-
Contribution au bénéfice net consolidé	22 \$	17 \$	127 \$	115 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	30 \$	23 \$	172 \$	155 \$
Volumes des ventes de gaz (millions de thermies)	729	705	2 370	2 333

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 2024 (12 millions de dollars en 2023) et de 34 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 (35 millions de dollars en 2023).

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 (néant en 2023).

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

en millions de \$ US	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
PGS	24 \$	13 \$	92 \$	58 \$
NMGC	(3)	(4)	16	29
Autres	7	8	25	28
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé	28 \$	17 \$	133 \$	115 \$

L'incidence de la fluctuation du taux de change sur le bénéfice s'est traduite par une augmentation de 1 million de dollars du bénéfice en dollars canadiens et du bénéfice ajusté pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2024.

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

en millions de \$ US	Trois mois clos le 30 septembre	Neuf mois clos le 30 septembre
Contribution au bénéfice net consolidé – 2023	17 \$	115 \$
Augmentation des produits tirés des ventes de gaz attribuable aux nouveaux tarifs de base et à la croissance de la clientèle à PGS, partiellement contrebalancées par la baisse des produits liés au combustible à NMGC	24	27
Diminution des produits au titre de l'optimisation des actifs à NMGC	-	(8)
Diminution du coût du gaz naturel attribuable à la baisse des prix du gaz naturel à NMGC et à PGS	10	84
Augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable essentiellement au moment des recouvrements différés au titre de clauses à PGS et à la hausse des coûts de main-d'œuvre à PGS et à NMGC	(5)	(26)
Augmentation de l'amortissement attribuable surtout à l'accroissement de l'actif à PGS, en partie contrebalancé par l'annulation de l'amortissement cumulé en 2023 découlant de la convention de règlement sur les tarifs de 2021 à PGS	(7)	(26)
Augmentation des intérêts débiteurs nets attribuable essentiellement à la hausse des taux d'intérêt et à la hausse des emprunts destinés au financement des activités courantes et des dépenses en immobilisations, principalement à PGS	(2)	(16)
Augmentation de la charge d'impôts sur les bénéfices attribuable essentiellement à l'augmentation du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices à PGS, en partie contrebalancée par la diminution du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices à NMGC	(4)	(8)
Charges liées à la vente imminente de NMGC, après impôts	(6)	(6)
Autres	(5)	(9)
Contribution au bénéfice net consolidé – 2024	22 \$	127 \$

Autres services publics d'électricité

en millions de \$ US (sauf indication contraire)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	110 \$	108 \$	306 \$	286 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité	58 \$	57 \$	160 \$	147 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé	8 \$	13 \$	20 \$	23 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé – \$ CA	10 \$	17 \$	27 \$	31 \$
(Perte) gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché des titres de capitaux propres	- \$	(1) \$	1 \$	- \$
Contribution au bénéfice net consolidé	8 \$	12 \$	21 \$	23 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	11 \$	16 \$	29 \$	31 \$
Volumes de ventes d'électricité (en GWh)	346	344	984	937
Volumes de production d'électricité (en GWh)	371	371	1 056	1 017
Coût moyen du combustible par MWh	156 \$	154 \$	152 \$	145 \$

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	
	2024	2023	2024	2023
BLPC	4 \$	6 \$	14 \$	14 \$
GBPC	4	7	8	11
Autres	-	-	(2)	(2)
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé	8 \$	13 \$	20 \$	23 \$

L'incidence de la fluctuation du taux de change sur le bénéfice pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2024 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 – 2023	12 \$	23 \$
Augmentation, d'un exercice à l'autre, des produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité attribuable à la hausse des produits liés au combustible et à la hausse des volumes des ventes à BLPC	2	20
Augmentation, d'un exercice à l'autre, du combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité attribuable aux volumes des ventes à BLPC	(1)	(13)
Augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable à la hausse des coûts liés à la production à BLPC et à GBPC	(5)	(9)
Contribution au bénéfice net consolidé – 2024	8 \$	21 \$

Autres

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Marge sur les activités de commercialisation et de négociation ¹⁾²⁾	(7) \$	- \$	42 \$	61 \$
Autres produits d'exploitation non réglementés	7	7	22	22
Total des produits d'exploitation – activités non réglementées	- \$	7 \$	64 \$	83 \$
Contribution (à la perte nette consolidée) au bénéfice net ajusté consolidé	(90) \$	(102) \$	(283) \$	(243) \$
Charges liées à la vente imminente de NMGC, après impôts ³⁾	(217)	-	(217)	-
Gain à la vente, après impôts et coûts de transaction ⁴⁾⁵⁾	-	-	107	-
(Perte) gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts ⁶⁾	(8)	(102)	(147)	55
Contribution (à la perte nette consolidée) au bénéfice net consolidé	(315) \$	(204) \$	(540) \$	(188) \$

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 2024 (perte de 101 millions de dollars en 2023) et une perte de 198 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2024 (gain de 85 millions de dollars en 2023).

3) Comprend une perte de valeur du goodwill 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 (néant en 2023).

4) Le 4 juin 2024, Emera a conclu la vente de sa participation dans LIL. Pour plus de précisions, se reporter aux rubriques « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » et « Autres faits récents ».

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 (néant en 2023).

6) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 4 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2024 (recouvrement de 40 millions de dollars en 2023) et d'un recouvrement d'impôts de 60 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 (charge de 24 millions de dollars en 2023).

Le tableau qui suit résume la contribution (à la perte nette ajustée 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	
	2024	2023	2024	2023
Emera Energy				
EES	(7) \$	(4) \$	14 \$	27 \$
Autres	2	7	4	12
Siège social – se reporter à la répartition de la contribution ajustée ci-dessous	(82)	(99)	(287)	(265)
Block Energy LLC	(3)	(5)	(13)	(14)
Autres	-	(1)	(1)	(3)
Contribution (à la perte nette ajustée consolidée) au bénéfice net ajusté consolidé	(90) \$	(102) \$	(283) \$	(243) \$

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

en millions de dollars	Trois mois clos le 30 septembre	Neuf mois clos le 30 septembre
Contribution (à la perte nette consolidée) au bénéfice net consolidé – 2023	(204) \$	(188) \$
Baisse, d'un trimestre à l'autre et d'un exercice à l'autre, de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation attribuable aux conditions météorologiques moins favorables, en particulier la diminution des prix du gaz naturel et la volatilité. Diminution d'un exercice à l'autre attribuable également aux possibilités de couverture moins favorables au premier trimestre de 2023	(7)	(19)
Diminution des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable principalement à la différence entre le moment de l'évaluation de la charge de rémunération incitative à long terme et des couvertures connexes	34	18
Augmentation des intérêts débiteurs attribuable à la hausse des taux d'intérêt et à l'augmentation du total de la dette	(5)	(27)
Pertes de change sur les soldes en dollars américains de la dette à court terme au siège social	-	(5)
Diminution, d'un trimestre à l'autre, du recouvrement d'impôts sur les bénéfices attribuable à la baisse de la perte avant la charge d'impôts sur les bénéfices et à la comptabilisation de crédits d'impôt à l'investissement liés à la modernisation de la centrale Bear Swamp en 2023.	(12)	4
Augmentation, d'un exercice à l'autre, du recouvrement d'impôts sur les bénéfices attribuable à la hausse de la perte avant la charge d'impôts sur les bénéfices, en partie contrebalancée par la comptabilisation de crédits d'impôt à l'investissement liés à la modernisation de la centrale Bear Swamp en 2023		
Charges liées à la vente imminente de NMGC, après impôts	(217)	(217)
Gain à la vente de la participation dans LIL, après impôts et coûts de transaction	-	107
Diminution, d'un trimestre à l'autre, de la perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts en raison de la diminution de l'amortissement des actifs de transport du gaz à EES et d'un gain sur les couvertures de change lié aux activités du siège social comparativement à une perte pour l'exercice précédent. D'un exercice à l'autre, le gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts en 2023 a diminué pour représenter une perte pour la période correspondante de 2024 en raison principalement des variations des positions existantes à EES	94	(202)
Autres	2	(11)
Contribution (à la perte nette consolidée) au bénéfice net consolidé – 2024	(315) \$	(540) \$

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	
	2024	2023	2024	2023
Charges d'exploitation ¹⁾	- \$	(32) \$	(51) \$	(66) \$
Intérêts débiteurs	(90)	(84)	(270)	(241)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	27	34	94	86
Dividendes sur actions privilégiées	(18)	(16)	(54)	(48)
Autres ²⁾³⁾	(1)	(1)	(6)	4
Perte nette ajustée du siège social⁴⁾⁵⁾⁶⁾	(82) \$	(99) \$	(287) \$	(265) \$

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 de change 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 3 millions de dollars sur des couvertures de change (2 millions de dollars après impôts) pour le trimestre clos le 30 septembre 2024 (perte nette avant impôts de 1 million de dollars et perte après impôts de 2 millions de dollars en 2023) et une perte nette avant impôts de 7 millions de dollars sur des couvertures de change (5 millions de dollars après impôts) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 (perte nette avant impôts de 7 millions de dollars et perte après impôts de 5 millions de dollars en 2023), tel qu'il est mentionné ci-dessus.

4) Exclut un gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 6 millions de dollars après impôts pour le trimestre clos le 30 septembre 2024 (une perte après impôts de 11 millions de dollars en 2023) et une perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 6 millions de dollars après impôts pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 (un gain après impôts de 5 millions de dollars en 2023).

5) Exclut un gain à la vente de la participation dans LIL, après impôts et coûts de transaction, de 107 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 (néant en 2023).

6) Exclut certaines charges de 234 millions de dollars liées à la vente imminente de NMGC (217 millions de dollars après impôts) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 (néant en 2023).

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 environnementales. 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 de l'ordre de 9 milliards de dollars pour la période de 2024 à 2026, avec des investissements en immobilisations supplémentaires d'environ 2 milliards de dollars étant possibles au cours de cette même période. Les dépenses en immobilisations des services publics réglementés d'Emera sont assujetties à l'approbation des organismes de réglementation.

Emera prévoit utiliser les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, les capitaux d'emprunt obtenus par les services publics, les capitaux propres, le produit tiré de la vente de la participation dans LIL et 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 à l'appui du plan d'investissement de la société devraient être financés au moyen de l'émission d'actions ordinaires et privilégiées 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 1,5 milliard de dollars canadiens et de 831 millions de dollars américains étaient non prélevés et disponibles au 30 septembre 2024. Au 30 septembre 2024, la société détenait un solde de trésorerie de 244 millions de dollars, dont une tranche de 4 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 2024 et 2023 comprennent :

en millions de dollars	2024	2023	Variation
Trésorerie et équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions à l'ouverture de la période	588 \$	332 \$	256 \$
Liés à ce qui suit :			
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement	1 732	1 813	(81)
Variation du fonds de roulement	220	5	215
Activités d'exploitation	1 952 \$	1 818 \$	134 \$
Activités d'investissement	(1 289)	(2 045)	756
Activités de financement	(997)	166	(1 163)
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	10	2	8
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	264 \$	273 \$	(9) \$

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation ont augmenté de 134 millions de dollars pour s'établir à 1 952 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, comparativement à 1 818 millions de dollars pour la période correspondante de 2023.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement ont diminué de 81 millions de dollars d'un exercice à l'autre. Cette diminution est attribuable à l'augmentation de l'actif réglementaire au titre du recouvrement des coûts liés aux tempêtes attribuable à l'ouragan Helene à TEC, à la baisse des recouvrements au titre de la clause visant le combustible à TEC et à la reprise de la provision du programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse au premier trimestre de 2023. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la variation favorable des passifs réglementaires attribuable au règlement de couverture du gaz de NMGC en 2023, à la hausse des produits tirés des ventes d'électricité à NSPI, au produit de la vente à NSPI de l'actif du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible à Invest Nova Scotia, et à l'augmentation du bénéfice et au recouvrement des charges liées à la clause de conservation à PGS.

Les variations du fonds de roulement ont entraîné une augmentation de 215 millions de dollars des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation d'un exercice à l'autre. Cette augmentation est attribuable aux variations favorables des positions de la garantie en trésorerie à NSPI, à la reprise de la charge liée au Règlement sur le programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse à NSPI au premier trimestre de 2023, au calendrier des débiteurs à TEC et aux variations favorables des stocks de combustible à NSPI et à TEC. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par les variations défavorables des débiteurs à NMGC attribuables au règlement de sa couverture du gaz en 2023 et aux variations défavorables des positions de la garantie en trésorerie et à la diminution des stocks de gaz naturel à EES.

Flux de trésorerie provenant des activités d'investissement

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont diminué de 756 millions de dollars, s'établissant à 1 289 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, en comparaison de 2 045 millions de dollars pour la période correspondante de 2023. La diminution s'explique par le produit de 927 millions de dollars reçu à la vente de la participation d'Emera dans LIL, en partie contrebalancée par la hausse des dépenses en immobilisations.

Les dépenses en immobilisations, y compris la PFUPC, se sont élevées à 2 259 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, contre 2 090 millions de dollars pour la période correspondante de 2023. Les dépenses en immobilisations par secteur pour 2024 se détaillent comme suit :

- 1 375 millions de dollars pour le secteur Services publics d'électricité de la Floride (1 212 millions de dollars en 2023);
- 389 millions de dollars pour le secteur Services publics d'électricité canadiens (346 millions de dollars en 2023);
- 437 millions de dollars pour le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure (482 millions de dollars en 2023);
- 54 millions de dollars pour le secteur Autres services publics d'électricité (43 millions de dollars en 2023);
- 4 millions de dollars pour le secteur Autres (7 millions de dollars en 2023).

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités de financement se sont établis à 997 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, ce qui représente une augmentation de 1 163 millions de dollars comparativement aux flux de trésorerie provenant des activités de financement de 166 millions de dollars inscrits pour la période correspondante de 2023. Cette augmentation est attribuable à l'augmentation des remboursements sur les facilités de crédit engagées à Emera à l'aide du produit de la transaction liée à LIL, aux remboursements sur la dette à court terme à TEC, au produit de la dette à long terme à NSPI en 2023 et aux remboursements sur la dette à long terme à Emera, à TEC et à NMGI. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par le produit de l'émission de billets subordonnés de second rang à taux fixe-fixe révisable par EUSHI Finance, Inc., par l'émission de titres de créance à long terme à TEC, par l'augmentation des émissions d'actions ordinaires et par la diminution des remboursements nets sur les facilités de crédit engagées à EES et à NSPI.

Obligations contractuelles

Au 30 septembre 2024, 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	2024	2025	2026	2027	2028	Par la suite	Total
Capital de la dette à long terme ¹⁾	24 \$	512 \$	3 112 \$	83 \$	582 \$	13 729 \$	18 042 \$
Obligations liées au paiement des intérêts ²⁾³⁾	350	860	762	671	667	8 558	11 868
Transport ⁴⁾⁵⁾	216	654	483	488	420	3 401	5 662
Achat d'électricité ⁶⁾	82	289	275	324	325	3 562	4 857
Projets d'investissement	712	245	62	10	1	1	1 031
Approvisionnement en combustible et en gaz naturel et stockage ⁷⁾	217	445	86	11	4	-	763
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	6	3	1	1	2	406	419
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite ⁸⁾	7	30	39	48	32	154	310
Autres	34	148	62	50	37	233	564
	1 648 \$	3 186 \$	4 882 \$	1 686 \$	2 070 \$	30 044 \$	43 516 \$

Comme il est expliqué ci-dessous, les obligations contractuelles au 30 septembre 2024 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 653 millions de dollars lié à NMGC (95 millions de dollars en 2026 et 558 millions de dollars par la suite).

2) 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 2024, y compris tout paiement exigé prévu aux termes de swaps connexes.

3) Comprend un montant de 338 millions de dollars lié à NMGC (7 millions de dollars en 2024, 24 millions de dollars en 2025, 24 millions de dollars en 2026, 22 millions de dollars en 2027, 22 millions de dollars en 2028 et 239 millions de dollars par la suite).

4) Engagements d'achat visant le transport de combustibles et une capacité de transport sur les différents gazoducs. Comprend un engagement de 128 millions de dollars relativement à un contrat de transport de gaz entre PGS et SeaCoast jusqu'en 2040.

5) Comprend un montant de 77 millions de dollars lié à NMGC (10 millions de dollars en 2024, 27 millions de dollars en 2025, 19 millions de dollars en 2026, 12 millions de dollars en 2027 et 9 millions de dollars en 2028).

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

7) Comprend un montant de 203 millions de dollars lié à NMGC (52 millions de dollars en 2024, 107 millions de dollars en 2025, 36 millions de dollars en 2026, 5 millions de dollars en 2027 et 3 millions de dollars en 2028).

8) L'obligation contractuelle estimée 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 décembre 2023, la Régie a approuvé la perception d'un montant pouvant aller jusqu'à 164 millions de dollars de NSPI pour le recouvrement des coûts du lien maritime en 2024. 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 de la Régie.

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 Nalcor Energy, 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, libellées en dollars canadiens ou en dollars américains, tel qu'il est indiqué dans le tableau ci-dessous au 30 septembre 2024.

en millions de dollars canadiens (sauf indication contraire)	Échéances	Facilités de crédit	Portion prélevée	Portion non prélevée et disponible
Emera – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie	Juin 2029	1 300 \$	263 \$	1 037 \$
TEC (en \$ US) – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie	Décembre 2028	800	386	414
NSPI – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie	Juin 2029	800	291	509
TECO Finance (en \$ US) – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie	Décembre 2028	400	294	106
NSPI – Facilité non renouvelable non garantie	Juin 2025	300	300	-
PGS (en \$ US) – Facilité renouvelable non garantie	Décembre 2028	250	65	185
Emera – Facilité non renouvelable non garantie	Décembre 2024	200	200	-
Emera – Facilité non renouvelable non garantie	Février 2025	200	200	-
NMGC (en \$ US) – Facilité de crédit renouvelable non garantie	Décembre 2026	125	16	109
Autre (en \$ US) – Facilités de crédit renouvelables engagées non garanties	Diverses	21	4	17

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 2024.

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 12 juillet 2024, TEC a remboursé un billet de 300 millions de dollars américains à l'échéance. Ce billet a été remboursé au moyen du produit d'un papier commercial.

Le 1^{er} avril 2024, TEC a modifié sa facilité de crédit renouvelable engagée non garantie de 800 millions de dollars américains afin de reporter sa date d'échéance du 17 décembre 2026 au 1^{er} décembre 2028. Aucune autre modification notable n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente.

Le 30 janvier 2024, TEC a émis des obligations non garanties de premier rang totalisant 500 millions de dollars américains, qui portent intérêt à un taux de 4,90 pour cent et qui arrivent à échéance le 1^{er} mars 2029. Le produit de l'émission a été affecté principalement au remboursement de l'encours des emprunts à court terme contractés en vertu de de la facilité de crédit d'une durée de cinq ans.

Services publics d'électricité canadiens

Le 24 juin 2024, NSPI a modifié sa facilité de crédit renouvelable engagée non garantie afin de reporter sa date d'échéance du 16 décembre 2027 au 24 juin 2029. Aucune autre modification notable n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente.

Le 24 juin 2024, NSPI a modifié sa facilité de crédit non renouvelable non garantie afin de reporter sa date d'échéance du 15 juillet 2024 au 24 juin 2025 et de réduire son montant de 400 millions de dollars à 300 millions de dollars. Aucune autre modification notable n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente.

Le 13 juin 2024, NSPI a conclu une facilité de crédit non renouvelable pour financer le projet de système de stockage d'énergie par batterie. NSPI peut demander des fonds au titre de la facilité chaque trimestre pour des montants liés aux coûts engagés dans le cadre du projet jusqu'à concurrence de l'engagement total du bailleur de 120 millions de dollars et de 45,06 pour cent du total des coûts admissibles du projet sur la durée de l'accord. La facilité sera disponible jusqu'à 6 mois après l'achèvement du projet, sans dépasser le 21 mai 2027 et arrive à échéance 20 ans après la fin de la période. Au 30 septembre 2024, NSPI avait prélevé un montant de 16 millions de dollars sur la facilité, qui porte intérêt à un taux de 2,51 pour cent.

Services publics de gaz naturel et infrastructure

Le 30 juillet 2024, NMGI a remboursé à échéance des billets à taux fixe d'une valeur de 150 millions de dollars américains.

Autres services publics d'électricité

Le 2 mai 2024, BLPC a modifié sa facilité de prêt de 92 millions de dollars barbadiens (46 millions de dollars américains) afin de reporter sa date d'échéance du 19 février 2025 au 19 juillet 2028. Aucune autre modification notable n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente.

Autres

Le 24 juin 2024, Emera a modifié sa facilité de crédit renouvelable engagée non garantie, la faisant passer de 900 millions de dollars à 1 300 millions de dollars. Emera a également fait reporter sa date d'échéance du 24 juin 2027 au 24 juin 2029. Aucune autre modification notable n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente.

Le 24 juin 2024, Emera a remboursé sa facilité de crédit non renouvelable non garantie de 400 millions de dollars, qui devait arriver à échéance en août 2024.

Le 18 juin 2024, EUSHI Finance, Inc. a procédé à l'émission de 500 millions de dollars américains de billets subordonnés de second rang à taux fixe-révisable. Les billets portent initialement intérêt à un taux de 7,625 pour cent et seront révisés le 15 décembre 2029, et tous les cinq ans par la suite, à un taux annuel égal au taux du Trésor américain à cinq ans majoré de 3,136 pour cent. Les billets arrivent à échéance le 15 décembre 2054. EUSHI Finance, Inc. peut, à son gré, racheter les billets, en totalité ou en partie, 90 jours avant la première date de révision du taux d'intérêt, et à toute date de paiement d'intérêts semestriels par la suite, à un prix de rachat égal au capital total.

Le produit de l'émission de billets de 500 millions de dollars américains mentionnée ci-dessus a été affecté au remboursement d'un billet de premier rang de 300 millions de dollars américains d'Emera US Finance LP à l'échéance en juin 2024 et au remboursement des billets à taux fixe de 150 millions de dollars américains de NMGI à l'échéance en juillet 2024. Le reste du produit a été affecté au paiement des frais généraux de la société.

Le 17 juin 2024, Emera a remboursé 200 millions de dollars sur la facilité non renouvelable non garantie de décembre 2024, réduisant ainsi la facilité de 400 millions de dollars à 200 millions de dollars. Aucune autre modification notable n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente.

Le 1^{er} avril 2024, TECO Finance a modifié sa facilité de crédit renouvelable engagée non garantie de 400 millions de dollars américains afin de reporter sa date d'échéance du 17 décembre 2026 au 1^{er} décembre 2028. Aucune autre modification notable n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente.

Le 16 février 2024, Emera a modifié sa facilité de crédit non renouvelable non garantie de 400 millions de dollars afin d'en reporter l'échéance pour la faire passer du 19 février 2024 au 19 février 2025. Aucune autre modification n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente.

Le 19 juillet 2024, Emera a réduit le montant de la facilité de 400 millions de dollars à 200 millions de dollars.

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 2023, les principales mises à jour étant indiquées ci-dessous :

Emera Inc. détient, au nom de NSPI, une lettre de crédit visant à garantir ses obligations aux termes d'un régime de retraite complémentaire. La date d'échéance de cette lettre de crédit a été reportée à juin 2025. Au 30 septembre 2024, le montant engagé s'élevait à 58 millions de dollars (56 millions de dollars au 31 décembre 2023).

Emera a fourni à une contrepartie une indemnisation se rapportant à certaines sommes fiscales qui pourraient survenir en raison de modifications précises qui pourraient être apportées dans l'avenir aux lois fédérales canadiennes, sous réserve de certaines conditions et limites. Aucune modification législative de la sorte n'a été proposée à ce jour. Il n'est pas possible d'estimer le montant potentiel des paiements futurs qui pourraient résulter de réclamations futures au titre de cette indemnisation, mais le risque d'avoir à effectuer des paiements importants au titre de cette indemnisation est considéré comme faible.

Informations sur les actions en circulation

Actions ordinaires

Émises et en circulation :	millions d'actions	millions de dollars
Solde au 31 décembre 2023	284,12	8 462 \$
Émission d'actions ordinaires aux termes du programme ACM ¹⁾	3,61	181
Émises aux termes du RRD, déduction faite des escomptes	4,61	217
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	0,50	24
Solde au 30 septembre 2024	292,84	8 884 \$

1) Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2024, 2 882 000 actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM d'Emera au prix moyen de 51,18 \$ l'action, pour un produit brut de 148 millions de dollars (146 millions de dollars déduction faite des frais d'émission après impôts). Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, 3 606 996 actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM d'Emera au prix moyen de 50,58 \$ l'action, pour un produit brut de 182 millions de dollars (181 millions de dollars déduction faite des frais d'émission après impôts). Au 30 septembre 2024, une limite de ventes brutes globale de 18 millions de dollars était toujours disponible aux fins d'émission aux termes du programme ACM.

Au 6 novembre 2024, 292,9 millions d'actions ordinaires étaient émises et en circulation.

Si toutes les options d'achat d'actions en cours avaient été converties au 6 novembre 2024, 3,8 millions d'actions ordinaires supplémentaires seraient émises et en circulation.

Actions privilégiées

Au 6 novembre 2024, Emera disposait des actions privilégiées émises et en circulation suivantes : série A – 4,9 millions; série B – 1,1 million; 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.

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 41 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2024 (44 millions de dollars en 2023) et 123 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 (122 millions de dollars en 2023). 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 aux rubriques « Services publics d'électricité canadiens — NSPML » sous « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales » et « 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 2 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2024 (2 millions de dollars en 2023) et à 8 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 (10 millions de dollars en 2023).

Au 30 septembre 2024 et au 31 décembre 2023, aucun montant important à recevoir ou à payer entre Emera et ses entreprises associées n'était comptabilisé dans les bilans consolidés résumés d'Emera.

GESTION DU RISQUE 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 2023.

Actifs et passifs dérivés constatés dans le bilan

en millions de dollars	Au 30 septembre 2024	Au 31 décembre 2023
<i>Report réglementaire :</i>		
Actifs liés aux instruments dérivés ¹⁾	39 \$	16 \$
Passifs liés aux instruments dérivés ²⁾	(46)	(76)
Actifs réglementaires ¹⁾	54	88
Passifs réglementaires ²⁾	(24)	(17)
Actif net	23 \$	11 \$
<i>Dérivés DFT :</i>		
Actifs liés aux instruments dérivés ¹⁾	131 \$	202 \$
Passifs liés aux instruments dérivés ²⁾	(409)	(421)
Passif net	(278) \$	(219) \$
<i>Autres dérivés :</i>		
Actifs liés aux instruments dérivés ¹⁾	17 \$	22 \$
Passifs liés aux instruments dérivés ²⁾	(2)	(7)
Actif net	15 \$	15 \$

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	Trimestres clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Report réglementaire :				
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ¹⁾	(15) \$	6 \$	(36) \$	70 \$
Dérivés DFT :				
Produits d'exploitation non réglementés	59 \$	90 \$	209 \$	907 \$
Autres dérivés :				
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	22 \$	(20) \$	8 \$	(12) \$
Autres produits, montant net	5	(18)	(15)	-
Gains nets (pertes nettes)	27 \$	(38) \$	(7) \$	(12) \$
Total des gains nets	71 \$	58 \$	166 \$	965 \$

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 réalisés (pertes réalisées) comptabilisé(e)s 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 2024, le gain latent inscrit dans le cumul des autres éléments du résultat global s'élevait à 12 millions de dollars, après impôts (14 millions de dollars, après impôts, au 31 décembre 2023). Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, des gains latents respectifs de 1 million de dollars (1 million de dollars en 2023) et de 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2023) 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 évalué la conception des CPCI et des CIIF de la société au 30 septembre 2024 afin de 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.

Aucune autre modification apportée aux CIIF de la société au cours du trimestre clos le 30 septembre 2024 n'a eu, ou 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 troisième trimestre de 2024, la société a comptabilisé une perte de valeur hors trésorerie du goodwill de 210 millions de dollars canadiens (155 millions de dollars américains), avant impôts, relativement à la vente imminente de NMGC. Pour plus de précisions sur la perte de valeur du goodwill, se reporter à la note 19 des états financiers consolidés intermédiaires 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 2023 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.

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 ne s'attend pas à ce que l'adoption de la norme ait une incidence importante sur les informations à fournir dans ses états financiers consolidés.

Améliorations des informations à fournir sur les secteurs à présenter

En novembre 2023, le FASB a publié l'ASU 2023-07, intitulée *Segment Reporting (Topic 280): Improvements to Reportable Segment Disclosures*. Les modifications de la norme améliorent les exigences en matière d'informations à fournir sur les secteurs à présenter, grâce notamment à l'amélioration des informations à fournir sur les charges sectorielles importantes. Elles visent également à améliorer l'information financière en exigeant que toutes les entités ouvertes présentent des informations sectorielles supplémentaires sur une base annuelle et intermédiaire de façon à permettre aux investisseurs d'élaborer des analyses financières plus utiles à la prise de décisions. Les directives s'appliqueront aux exercices annuels ouverts après le 15 décembre 2023 et aux périodes intermédiaires ouverts après le 15 décembre 2024. L'adoption anticipée est autorisée. La norme sera appliquée rétrospectivement. La société ne s'attend pas à ce que l'adoption de la norme ait une incidence importante sur les informations à fournir dans ses états financiers consolidés.

RÉCAPITULATIF DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Pour les trimestres clos les

en millions de dollars

(sauf les montants par action)

	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
	2024	2024	2024	2023	2023	2023	2023	2022
Produits d'exploitation	1 802 \$	1 617 \$	2 018 \$	1 972 \$	1 740 \$	1 418 \$	2 433 \$	2 358 \$
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	4 \$	129 \$	207 \$	289 \$	101 \$	28 \$	560 \$	483 \$
Bénéfice net ajusté	236 \$	151 \$	216 \$	175 \$	204 \$	162 \$	268 \$	249 \$
Résultat de base par action ordinaire	0,01 \$	0,45 \$	0,73 \$	1,04 \$	0,37 \$	0,10 \$	2,07 \$	1,80 \$
Résultat dilué par action ordinaire	0,01 \$	0,45 \$	0,73 \$	1,04 \$	0,37 \$	0,10 \$	2,07 \$	1,80 \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,81 \$	0,53 \$	0,76 \$	0,63 \$	0,75 \$	0,60 \$	0,99 \$	0,93 \$

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.