

EMERA INC.

**États financiers intermédiaires
consolidés condensés non audités
30 septembre 2024 et 2023**

Emera Inc.
États des résultats consolidés condensés (non audité)

Pour les 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
Produits d'exploitation				
Activités à tarifs réglementés – Électricité	1 534 \$	1 598 \$	4 431 \$	4 333 \$
Activités à tarifs réglementés – Gaz	291	257	1 134	1 100
Activités à tarifs non réglementés	(23)	(115)	(128)	158
Total des produits d'exploitation (note 5)	1 802	1 740	5 437	5 591
Charges d'exploitation				
Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	484	530	1 487	1 401
Coût réglementé du gaz naturel	46	58	282	392
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	432	497	1 415	1 398
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	110	117	325	326
Amortissement	293	266	866	785
Perte de valeur (note 19)	221	-	221	-
Total des charges d'exploitation	1 586	1 468	4 596	4 302
Bénéfice d'exploitation	216	272	841	1 289
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites (note 7)	25	32	87	103
Autres produits nets (note 8)	14	15	232	107
Intérêts débiteurs nets (note 9)	241	235	725	684
Bénéfice avant provision pour impôts sur les bénéfices	14	84	435	815
(Recouvrement) charge d'impôts sur les bénéfices (note 10)	(9)	(34)	40	77
Bénéfice net	23	118	395	738
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	1	1	1	1
Dividendes sur actions privilégiées	18	16	54	48
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	4 \$	101 \$	340 \$	689 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions) (note 12)				
De base	290,0	273,6	287,5	272,2
Dilué	290,1	273,8	287,6	272,5
Résultat par action ordinaire (note 12)				
De base	0,01 \$	0,37 \$	1,18 \$	2,53 \$
Dilué	0,01 \$	0,37 \$	1,18 \$	2,53 \$
Dividendes sur actions ordinaires déclarés	0,7175 \$	0,6900 \$	2,1525 \$	2,0700 \$

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

Emera Inc.
États du résultat étendu consolidés condensés (non audité)

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Bénéfice net	23 \$	118 \$	395 \$	738 \$
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts				
Écart de conversion ¹	(165)	233	240	(14)
Gains latents (pertes latentes) sur les couvertures de placements nets ²	22	(33)	(33)	3
Couvertures de flux de trésorerie				
Gains sur instruments dérivés, montant net	-	-	-	1
Moins : ajustement de reclassement des gains inclus dans le bénéfice	(1)	(1)	(2)	(2)
Incidences nettes des couvertures de flux de trésorerie	(1)	(1)	(2)	(1)
Gains latents sur les placements disponibles à la vente	-	-	1	-
Variation nette de l'obligation non comptabilisée au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	-	1	1	(4)
Autres éléments du résultat étendu ³	(144) \$	200 \$	207 \$	(16) \$
Résultat étendu	(121)	318	602	722
Résultat étendu attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	1	1	1	1
Résultat étendu d'Emera Inc.	(122) \$	317 \$	601 \$	721 \$

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

1) Déduction faite du recouvrement d'impôts de 2 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2024 (charge d'impôts de 3 millions de dollars en 2023) et de la charge d'impôts de 3 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2024 (recouvrement d'impôts de 4 millions de dollars en 2023).

2) La société a désigné des billets hybrides libellés en dollars américains («\$ US») d'un montant de 1,2 milliard \$ US comme couvertures du risque de change de ses placements nets dans des établissements dont les activités sont libellées en dollars américains.

3) Déduction faite du recouvrement d'impôts de 2 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2024 (charge d'impôts de 3 millions de dollars en 2023) et de la charge d'impôts de 3 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2024 (recouvrement d'impôts de 4 millions de dollars en 2023).

Emera Inc.
Bilans consolidés condensés (non audité)

Aux en millions de dollars	30 septembre 2024	31 décembre 2023
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	240 \$	567 \$
Liquidités soumises à restrictions	20	21
Stocks	746	790
Instruments dérivés (notes 14 et 15)	129	174
Actifs réglementaires (note 6)	202	339
Débiteurs et autres actifs à court terme (note 17)	1 528	1 817
Actifs détenus en vue de la vente (note 3)	108	-
	2 973	3 708
Immobilisations corporelles , déduction faite de l'amortissement cumulé respectivement de 10 320 \$ et 9 994 \$	24 459	24 376
Autres actifs		
Impôts sur les bénéfices reportés (note 10)	224	208
Instruments dérivés (notes 14 et 15)	44	66
Actifs réglementaires (note 6)	2 696	2 766
Placement net dans des contrats de location-financement et de location-vente	607	621
Placements sous influence notable (note 7)	652	1 402
Écart d'acquisition (note 19)	5 498	5 871
Autres actifs à long terme	482	462
Actifs détenus en vue de la vente (note 3)	2 039	-
	12 242	11 396
Total de l'actif	39 674 \$	39 480 \$

Emera Inc.
Bilans consolidés condensés (non audité) – suite

Passif et capitaux propres

Passif à court terme

Dette à court terme (note 20)	1 409 \$	1 433 \$
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 21)	82	676
Créditeurs	1 319	1 454
Instruments dérivés (notes 14 et 15)	364	386
Passifs réglementaires (note 6)	302	168
Autres passifs à court terme	535	427
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (note 3)	132	-
	4 143	4 544

Passif à long terme

Dette à long terme (note 21)	17 180	17 689
Impôts sur les bénéfices reportés (note 10)	2 181	2 352
Instruments dérivés (notes 14 et 15)	93	118
Passifs réglementaires (note 6)	1 372	1 604
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 18)	254	265
Autres passifs à long terme (note 7)	879	820
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (note 3)	1 130	-
	23 089	22 848

Capitaux propres

Actions ordinaires (note 11)	8 884	8 462
Actions privilégiées cumulatives	1 422	1 422
Surplus d'apport	84	82
Cumul des autres éléments du résultat étendu «CAÉÉRÉ» (note 13)	512	305
Bénéfices non répartis	1 526	1 803
Total des capitaux propres d'Emera Inc.	12 428	12 074
Participations ne donnant pas le contrôle	14	14
Total des capitaux propres	12 442	12 088
Total du passif et des capitaux propres	39 674 \$	39 480 \$

Engagements et éventualités (note 22)

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

Approuvé au nom du conseil d'administration

«M. Jacqueline Sheppard»

Présidente du conseil

«Scott Balfour»

Président et chef de la direction

Emera Inc.
États des flux de trésorerie consolidés condensés (non audité)

Pour les en millions de dollars	Neuf mois clos les 30 septembre	
	2024	2023
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	395 \$	738 \$
Rajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie d'exploitation :		
Amortissement	878	794
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites, déduction faite des dividendes	(10)	(17)
Provision pour fonds sous forme de capitaux propres utilisés pendant la construction	(36)	(27)
Impôts sur les bénéfices reportés, montant net	14	57
Variation nette des obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	(40)	(56)
Mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible	18	(35)
Variation nette de la juste valeur des instruments dérivés	50	(633)
Variation nette des actifs et passifs réglementaires	231	387
Variation nette de la capacité de transport capitalisée	134	556
Perte de valeur de l'écart d'acquisition	210	-
Profit à la vente de la participation dans LIL, compte non tenu des coûts de transaction	(191)	-
Autres activités d'exploitation, montant net	79	49
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement (note 23)	220	5
Flux de trésorerie d'exploitation, montant net	1 952	1 818
Activités d'investissement		
Ajouts d'immobilisations corporelles	(2 223)	(2 063)
Produit de la cession d'une participation sous influence notable	927	-
Autres activités d'investissement	7	18
Flux de trésorerie d'investissement, montant net	(1 289)	(2 045)
Activités de financement		
Variation nette de la dette à court terme	(83)	47
Produit tiré de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission	1 359	537
Remboursement de la dette à long terme	(1 082)	(113)
(Remboursements nets) produit net en vertu des facilités de crédit consenties	(941)	93
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission	200	23
Dividendes sur actions ordinaires	(399)	(358)
Dividendes sur actions privilégiées	(54)	(48)
Autres activités de financement	3	(15)
Flux de trésorerie de financement, montant net	(997)	166
Incidence des variations du 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
Diminution nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie, des liquidités soumises à restrictions et de la trésorerie liée aux actifs détenus en vue de la vente	(324)	(59)
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions au début de la période	588	332
Trésorerie, équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions et trésorerie liée aux actifs détenus en vue de la vente à la fin de la période	264 \$	273 \$
La trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à restrictions se composent de ce qui suit :		
Trésorerie	235 \$	250 \$
Placements à court terme	5	4
Liquidités soumises à restrictions	20	19
Trésorerie liée aux actifs détenus en vue de la vente	4	-
Total	264 \$	273 \$

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

Emera Inc.

États des variations des capitaux propres consolidés condensés (non audité)

en millions de dollars	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	CAÉÉRÉ	Bénéfices non répartis	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2024							
Solde au 30 juin 2024	8 657 \$	1 422 \$	83 \$	656 \$	1 729 \$	14 \$	12 561 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	22	1	23
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite du recouvrement d'impôts de 2 millions de dollars	-	-	-	(144)	-	-	(144)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées ¹	-	-	-	-	(18)	-	(18)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (0,7175 \$ par action)	-	-	-	-	(207)	-	(207)
Actions émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite des escomptes	75	-	-	-	-	-	75
Émission d'actions ordinaires dans le cadre du programme d'émission d'actions au cours du marché («ACM»), déduction faite des frais d'émission après impôts	146	-	-	-	-	-	146
Options exercées en vertu du régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants, et du régime d'achat d'actions à l'intention des employés	6	-	1	-	-	-	7
Divers	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Solde au 30 septembre 2024	8 884 \$	1 422 \$	84 \$	512 \$	1 526 \$	14 \$	12 442 \$
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2024							
Solde au 31 décembre 2023	8 462 \$	1 422 \$	82 \$	305 \$	1 803 \$	14 \$	12 088 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	394	1	395
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite de la charge d'impôts de 3 millions de dollars	-	-	-	207	-	-	207
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées ²	-	-	-	-	(54)	-	(54)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (2,1525 \$ par action)	-	-	-	-	(617)	-	(617)
Émissions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite des escomptes	217	-	-	-	-	-	217
Émission d'actions ordinaires dans le cadre du programme d'émission d'ACM, déduction faite des frais d'émission après impôts	181	-	-	-	-	-	181
Options exercées en vertu du régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants, et du régime d'achat d'actions à l'intention des employés	24	-	2	-	-	-	26
Divers	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Solde au 30 septembre 2024	8 884 \$	1 422 \$	84 \$	512 \$	1 526 \$	14 \$	12 442 \$

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

1) 0,1364 \$ par action de série A; 0,4298 \$ par action de série B; 0,4021 \$ par action de série C; 0,2813 \$ par action de série E; 0,2626 \$ par action de série F; 0,3953 \$ par action de série H; 0,2656 \$ par action de série J; et 0,2875 \$ par action de série L.

2) 0,4092 \$ par action de série A; 1,2948 \$ par action de série B; 1,2064 \$ par action de série C; 0,8438 \$ par action de série E; 0,7879 \$ par action de série F; 1,1858 \$ par action de série H; 0,7969 \$ par action de série J; et 0,8625 \$ par action de série L.

Emera Inc.

États des variations des capitaux propres consolidés condensés (non audité)

en millions de dollars	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	CAÉRE	Bénéfices non répartis	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2023							
Solde au 30 juin 2023	7 922 \$	1 422 \$	81 \$	362 \$	1 798 \$	14 \$	11 599 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	117	1	118
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite de la charge d'impôts de 3 millions de dollars	-	-	-	200	-	-	200
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées ¹	-	-	-	-	(16)	-	(16)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (0,6900 \$ par action)	-	-	-	-	(188)	-	(188)
Émissions en vertu du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite des escomptes	66	-	-	-	-	-	66
Options exercées en vertu du régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants, et du régime d'achat d'actions à l'intention des employés	5	-	1	-	-	-	6
Divers	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Solde au 30 septembre 2023	7 993 \$	1 422 \$	82 \$	562 \$	1 711 \$	14 \$	11 784 \$
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2023							
Solde au 31 décembre 2022	7 762 \$	1 422 \$	81 \$	578 \$	1 584 \$	14 \$	11 441 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	737	1	738
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite du recouvrement d'impôts de 4 millions de dollars	-	-	-	(16)	-	-	(16)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées ²	-	-	-	-	(48)	-	(48)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (2,0700 \$ par action)	-	-	-	-	(562)	-	(562)
Émissions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite des escomptes	205	-	-	-	-	-	205
Options exercées en vertu du régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants, et du régime d'achat d'actions à l'intention des employés	26	-	1	-	-	-	27
Divers	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Solde au 30 septembre 2023	7 993 \$	1 422 \$	82 \$	562 \$	1 711 \$	14 \$	11 784 \$

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

1) 0,1364 \$ par action de série A; 0,3955 \$ par action de série B; 0,2951 \$ par action de série C; 0,2813 \$ par action de série E; 0,2626 \$ par action de série F; 0,3063 \$ par action de série H; 0,2656 \$ par action de série J; et 0,2875 \$ par action de série L.

2) 0,4092 \$ par action de série A; 1,1302 \$ par action de série B; 0,8852 \$ par action de série C; 0,8438 \$ par action de série E; 0,7879 \$ par action de série F; 0,9188 \$ par action de série H; 0,7969 \$ par action de série J et 0,8625 \$ par action de série L.

Emera Inc.

Notes afférentes aux états financiers intermédiaires consolidés condensés (non audité)

Aux 30 septembre 2024 et 2023

1. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

Nature des activités

Emera Inc. («Emera» ou la «société») est une société d'énergie et de services qui investit dans la production, le transport et la distribution d'électricité ainsi que dans le transport et la distribution du gaz.

Au 30 septembre 2024, les secteurs isolables d'Emera Inc. comprennent :

- une entreprise de services publics d'électricité en Floride, soit Tampa Electric («TEC»), entreprise de services publics d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement dans le centre ouest de la Floride;
- des entreprises de services publics au Canada, dont :
 - Nova Scotia Power Inc. («NSPI»), entreprise de services publics d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement et principal fournisseur d'électricité de la Nouvelle-Écosse,
 - une participation de 100 % dans NSP Maritime Link Inc. («NSPML»), qui a aménagé le lien maritime, projet de transport de 1,8 milliard de dollars, y compris la provision pour fonds sous forme de capitaux propres utilisés pendant la construction, entre l'île de Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse.

Le 4 juin 2024, Emera a conclu la vente de sa participation minoritaire indirecte de 31,1 % dans Labrador Island Link Partnership («LIL»), qui était auparavant incluse dans le secteur des entreprises de services publics d'électricité au Canada. Se reporter à la note 3 pour en savoir davantage.

- des entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure, qui comprennent :
 - Peoples Gas System Inc. («PGS»), entreprise de services publics de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés qui mène des activités d'exploitation en Floride,
 - New Mexico Gas Company, Inc. («NMGC»), entreprise de services publics de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés qui sert des clients au Nouveau-Mexique. Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. La clôture de la transaction est prévue pour la fin de 2025, sous réserve de certaines approbations, y compris celle de la New Mexico Public Regulation Commission («NMPRC»). Se reporter à la note 3 pour en savoir davantage sur la transaction en cours;
 - Emera Brunswick Pipeline Company Limited (le «gazoduc Brunswick»), gazoduc de 145 kilomètres transportant du gaz naturel liquéfié regazéifié de Saint John, au Nouveau-Brunswick, à la frontière des États-Unis en vertu d'une convention de services ferme de 25 ans conclue avec Repsol Energy North America Canada Partnership («Repsol Energy»), qui vient à échéance en 2034,
 - SeaCoast Gas Transmission, LLC («SeaCoast»), entreprise de services de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés intraétatique, qui offre ses services en Floride,
 - une participation de 12,9 % dans Maritimes & Northeast Pipeline («M&NP»), gazoduc de 1 400 kilomètres qui transporte du gaz naturel partout dans les marchés des provinces de l'Atlantique au Canada et du nord-est des États-Unis;

- d'autres entreprises de services publics d'électricité, qui comprennent Emera (Caribbean) Incorporated («ECI»), société de portefeuille qui exploite des services publics d'électricité à tarifs réglementés et qui comprend :
 - The Barbados Light & Power Company Limited («BLPC»), entreprise de services publics d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement de l'île de la Barbade,
 - Grand Bahama Power Company Limited («GBPC»), entreprise de services publics d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement de l'île de Grand Bahama,
 - une participation de 19,5 % dans la société satellite St. Lucia Electricity Services Limited («Lucelec»), entreprise de services publics d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement sur l'île de Sainte-Lucie;
- le secteur Divers d'Emera comprend les placements dans des sociétés à tarifs non réglementés liées au secteur énergétique qui sont en deçà du seuil requis aux fins de la présentation de l'information financière comme des secteurs distincts, ainsi que les charges du siège social et les produits qui ne sont pas directement affectés à l'exploitation des filiales et aux placements d'Emera, dont :
 - Emera Energy, qui comprend :
 - Emera Energy Services («EES»), entreprise d'énergie physique qui achète et vend du gaz naturel et de l'électricité et offre des services de gestion d'actifs énergétiques connexes,
 - Brooklyn Power Corporation («Brooklyn Energy»), centrale de cogénération alimentée à la biomasse d'une puissance de 30 MW située à Brooklyn, en Nouvelle-Écosse,
 - une participation de coentreprise de 50,0 % dans Bear Swamp Power Company LLC («Bear Swamp»), centrale hydroélectrique à stockage pompé de 660 MW dans le nord-ouest du Massachusetts.
 - Emera US Finance LP («Emera Finance»), EUSHI Finance, Inc. et TECO Finance, Inc. («TECO Finance»), filiales de financement d'Emera,
 - Block Energy LLC, entreprise dans le secteur des technologies détenue en propriété exclusive qui se consacre à la recherche de nouvelles méthodes pour fournir aux clients de l'énergie renouvelable au moyen d'un système résilient,
 - Emera US Holdings Inc., société de portefeuille détenue en propriété exclusive pour certains actifs d'Emera aux États-Unis,
 - d'autres placements.

Mode de présentation

Les présents états financiers intermédiaires consolidés condensés non audités sont préparés et présentés conformément aux principes comptables généralement reconnus («PCGR») des États-Unis. Les principales méthodes comptables appliquées aux présents états financiers intermédiaires consolidés condensés non audités sont conformes à celles présentées dans les états financiers consolidés audités au 31 décembre 2023 et pour l'exercice clos à cette date.

De l'avis de la direction, les présents états financiers intermédiaires consolidés condensés non audités incluent tous les rajustements qui sont récurrents et nécessaires pour présenter fidèlement la situation financière d'Emera. Les résultats financiers pour cette période intermédiaire ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats qui peuvent être prévus pour toute autre période intermédiaire ou pour l'exercice qui prendra fin le 31 décembre 2024.

Tous les montants sont présentés en dollars canadiens («\$ CA»), à moins d'indication contraire.

Utilisation des estimations de la direction

La préparation d'états financiers intermédiaires consolidés condensés non audités conformément aux PCGR des États-Unis exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui peuvent influencer sur les montants comptabilisés des actifs et des passifs à la date des états financiers et les montants comptabilisés des produits et des charges au cours des périodes visées. Les éléments importants à l'égard desquels la direction est tenue de faire des estimations sont les actifs et passifs à tarifs réglementés, la provision cumulée au titre des coûts d'enlèvement, les prestations de retraite et les avantages complémentaires de retraite, les produits non facturés, la durée de vie utile des actifs amortissables, l'évaluation de la perte de valeur de l'écart d'acquisition et des actifs à long terme, 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 régulièrement d'après les résultats passés, la conjoncture actuelle et attendue, ainsi que les hypothèses jugées raisonnables au moment où elles sont faites, tout rajustement étant comptabilisé dans les résultats au cours de l'exercice où il survient. Au troisième trimestre de 2024, la société a comptabilisé une perte de valeur de l'écart d'acquisition sans effet sur la trésorerie avant impôts de 210 millions de dollars canadiens (155 millions \$ US) liée à la vente en cours de NMGC. Se reporter à la note 19 pour en savoir plus sur la perte de valeur de l'écart d'acquisition. Aucun changement significatif n'a été apporté aux estimations comptables critiques de la société par rapport à celles décrites dans les états financiers consolidés audités annuels de 2023 d'Emera.

Caractère saisonnier des activités

Les résultats intermédiaires ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats pour l'ensemble de l'exercice, surtout en raison de facteurs saisonniers. Les ventes d'électricité et de gaz et le transport et la distribution connexes varient au cours d'un exercice. L'apport du premier trimestre aux résultats est important du fait qu'une grande partie des activités de la société se déroulent dans le nord-est de l'Amérique du Nord, où l'hiver est la haute saison pour l'électricité. Les résultats du troisième trimestre sont plus solides également, l'été constituant la haute saison pour l'électricité en Floride. Les conditions météorologiques ainsi que la fréquence et l'intensité des tempêtes peuvent également avoir une incidence sur les résultats de certains trimestres.

2. PRISES DE POSITION COMPTABLES FUTURES

La société se penche sur l'applicabilité et l'incidence de toutes les Accounting Standards Updates («ASU») publiées par le Financial Accounting Standards Board («FASB»). Les mises à jour suivantes ont été publiées par le FASB, mais comme il est permis elles n'ont pas encore été adoptées par Emera. Les ASU qui ne sont pas énumérées ci-après ont été évaluées et jugées non applicables pour la société ou ayant une incidence non significative sur les états financiers consolidés.

Ventilation des postes de charges de l'état des résultats

En novembre 2024, le FASB a publié l'ASU 2024-03, *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 obligations d'information à l'égard des charges d'une entité à capital ouvert en exigeant la présentation d'information plus détaillée sur les types de charges (dont les achats de stocks, la rémunération du personnel et l'amortissement) comprises dans les postes de charges de l'état des résultats. Les nouvelles modifications seront en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 15 décembre 2026, et pour les périodes intermédiaires des exercices ouverts à compter du 15 décembre 2027. L'adoption anticipée est permise. Les mises à jour sur les normes doivent être appliquées prospectivement, avec l'option d'une application rétrospective. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de la mise à jour de la norme sur les informations fournies dans ses états financiers consolidés.

Améliorations apportées aux obligations d'informations à l'égard de l'impôt sur les bénéfices

En décembre 2023, le FASB a publié l'ASU 2023-09, *Income Taxes (Topic 740): Improvements to Income Tax Disclosures*. La norme favorise la transparence, l'utilité décisionnelle et l'efficacité des informations à fournir à l'égard de l'impôt sur les bénéfices en exigeant des catégories uniformes et une ventilation plus détaillée de l'information liée au rapprochement des impôts sur les bénéfices calculés à l'aide du taux d'imposition prévu par la loi en vigueur avec le montant réel des 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 de fournir l'information sur le bénéfice (la perte) avant impôts sur les bénéfices et la charge (le recouvrement) d'impôts sur les bénéfices conformément au règlement S-X 210.4-08(h), *Rules of General Application – General Notes to Financial Statements: Income Tax Expense* de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, et de supprimer les informations qui ne sont plus considérées comme avantageuses sur le plan économique ou pertinentes. Les nouvelles modifications seront en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 15 décembre 2024. L'adoption anticipée est permise. La norme sera appliquée de façon prospective, l'application rétrospective étant permise. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de la norme sur les informations fournies dans ses états financiers consolidés.

Améliorations apportées aux obligations d'informations à l'égard des secteurs isolables

En novembre 2023, le FASB a publié l'ASU 2023-07, *Segment Reporting (Topic 280), Improvements to Reportable Segment Disclosures*. La modification apportée à la norme améliore les obligations d'informations à l'égard des secteurs isolables, principalement en obligeant une présentation plus détaillée de l'information sur les dépenses sectorielles importantes. Les modifications améliorent la présentation de l'information financière en exigeant la présentation d'informations sectorielles supplémentaires sur une base annuelle et intermédiaire à toutes les sociétés ouvertes afin de permettre aux investisseurs d'élaborer des analyses financières plus utiles à la prise de décisions. Les nouvelles modifications seront en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 15 décembre 2023, et pour les périodes intermédiaires des exercices ouverts à compter du 15 décembre 2024. L'adoption anticipée est permise. La norme sera appliquée de façon rétrospective. La société ne s'attend pas à ce que l'adoption de la norme ait une incidence importante sur les informations fournies dans ses états financiers consolidés.

3. CESSIONS

Vente en cours 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 d'entreprise totale d'environ 1,3 milliard \$ US, qui comprend le produit en trésorerie, le transfert de la dette et les ajustements de clôture habituels. La clôture de la transaction devrait avoir lieu à la fin de 2025, sous réserve de certaines approbations, y compris celle de la NMPRC. En raison de la vente en cours, les actifs et passifs de NMGC ont été classés comme détenus en vue de la vente au troisième trimestre de 2024.

Du fait que le produit de la transaction sera inférieur à la valeur comptable des actifs et des passifs vendus, Emera a évalué la perte de valeur de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation NMGC en comparant la juste valeur du produit de la transaction prévu à la valeur comptable des actifs nets, y compris l'écart d'acquisition de 366 millions \$ US («valeur comptable»). L'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation a été déterminé comme étant déprécié et une perte de valeur de l'écart d'acquisition sans effet sur la trésorerie de 210 millions de dollars (198 millions de dollars, après impôts) ou de 155 millions \$ US (146 millions \$ US, après impôts) a été comptabilisée sous le poste «Perte de valeur» dans les états des résultats consolidés condensés au troisième trimestre de 2024.

Après l'évaluation de la perte de valeur de l'écart d'acquisition, 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 additionnelle de 16 millions de dollars (13 millions de dollars après impôts) au titre des coûts de transaction futurs estimatifs, en plus des coûts de transaction engagés de 8 millions de dollars (6 millions de dollars, après impôts) comptabilisés dans les «Autres produits nets» aux états des résultats consolidés condensés du troisième trimestre de 2024.

La société continuera de comptabiliser l'amortissement des actifs de NMGC jusqu'à la date de clôture de la transaction, puisque l'amortissement continue de se refléter dans les tarifs des clients et sera pris en compte dans le report des actifs au moment de la vente. Un amortissement de 9 millions de dollars (7 millions \$ US) a été comptabilisé à l'égard de ces actifs du 5 août 2024, date à laquelle ils ont été classés comme détenus en vue de la vente, au 30 septembre 2024.

Le tableau suivant présente les actifs et les passifs classés comme détenus en vue de la vente :

Au	30 septembre
En millions de dollars	2024
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4 \$
Stocks	9
Instruments dérivés	14
Actifs réglementaires	19
Débiteurs et autres actifs à court terme	62
Actifs à court terme détenus en vue de la vente	108 \$
Immobilisations corporelles	1 672
Impôts sur les bénéfices reportés	54
Actifs réglementaires	6
Écart d'acquisition	284
Autres actifs à long terme	23
Actifs à long terme détenus en vue de la vente	2 039 \$
Total des actifs détenus en vue de la vente	2 147 \$
Dette à court terme	19 \$
Passifs réglementaires	13
Créditeurs et autres passifs à court terme	100
Passifs à court terme liés aux actifs détenus en vue de la vente	132
Dette à long terme	653
Impôts sur les bénéfices reportés	211
Passifs réglementaires	255
Autres passifs à long terme	11
Passifs à long terme liés aux actifs détenus en vue de la vente	1 130 \$
Total des passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	1 262 \$

Vente de la participation dans LIL

Le 4 juin 2024, Emera a conclu la vente de sa participation minoritaire indirecte de 31,1 % dans LIL pour une valeur transactionnelle totale de 1,2 milliard de dollars, dont 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 à l'égard du financement de la tranche restante des dépenses d'investissement initiales, ce qui représente une participation additionnelle dans LIL pour l'acquéreur. Le produit en trésorerie tiré de la vente totalisant 30 millions de dollars est entiercé en attendant la conclusion de certaines ententes avec le commandité de LIL. Le produit en trésorerie à recevoir d'un compte d'entiercement est détenu à la juste valeur et inclus dans le profit à la vente, déduction faite des coûts de transaction. Au 30 septembre 2024, la juste valeur estimative du produit en trésorerie à recevoir d'un compte d'entiercement s'élève à 25 millions de dollars. Un gain réalisé sur la vente, déduction faite des coûts de transaction, de 182 millions de dollars (107 millions de dollars, déduction faite des impôts et des coûts de transaction), a été comptabilisé dans les «Autres produits nets» aux états des résultats consolidés résumés et inclus dans le secteur Divers.

4. INFORMATION SECTORIELLE

Emera présente séparément ses secteurs isolables en raison notamment de la diversité de leur cadre d'exploitation, de leur cadre réglementaire et de leurs zones géographiques. Les secteurs sont présentés en fonction des produits, du bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et du total de l'actif de chaque filiale, tels qu'ils sont présentés au principal décideur de l'exploitation de la société.

en millions de dollars	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure	Autres entreprises de services publics d'électricité	Divers	Éliminations Inter- sectorielles	Total
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2024							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	985 \$	399 \$	297 \$	150 \$	(29) \$	- \$	1 802 \$
Produits intersectoriels ¹	3	-	3	-	(8)	2	-
Total des produits d'exploitation	988	399	300	150	(37)	2	1 802
Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	224	185	-	78	-	(3)	484
Coût réglementé du gaz naturel	-	-	46	-	-	-	46
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	196	87	103	39	12	(5)	432
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	73	12	24	1	-	-	110
Amortissement	156	71	46	18	2	-	293
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	-	12	4	1	8	-	25
Autres produits nets (charges nettes)	15	7	5	2	(5)	(10)	14
Intérêts débiteurs nets ²	66	41	38	5	91	-	241
Perte de valeur	-	-	11	-	210	-	221
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	36	(4)	11	-	(52)	-	(9)
Participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	1	-	-	1
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	-	18	-	18
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	252 \$	26 \$	30 \$	11 \$	(315) \$	- \$	4 \$
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2024							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	2 639 \$	1 376 \$	1 150 \$	416 \$	(144) \$	- \$	5 437 \$
Produits intersectoriels ¹	7	-	10	-	10	(27)	-
Total des produits d'exploitation	2 646	1 376	1 160	416	(134)	(27)	5 437
Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	641	639	-	217	-	(10)	1 487
Coût réglementé du gaz naturel	-	-	282	-	-	-	282
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	587	299	333	106	105	(15)	1 415
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	207	36	78	3	1	-	325
Amortissement	462	209	135	54	6	-	866
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	-	67	14	3	3	-	87
Autres produits nets	44	21	12	7	146	2	232
Intérêts débiteurs nets ²	197	126	115	16	271	-	725
Perte de valeur	-	-	11	-	210	-	221
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	72	-	60	-	(92)	-	40
Participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	1	-	-	1
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	-	54	-	54
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	524 \$	155 \$	172 \$	29 \$	(540) \$	- \$	340 \$
Au 30 septembre 2024							
Total de l'actif	22 552 \$	7 697 \$	7 929 \$	1 337 \$	1 393 \$	(1 234) \$	39 674 \$

1) Tous les soldes et toutes les opérations intersociétés importants ont été éliminés à la consolidation, sauf certaines opérations entre les entités à tarifs non réglementés et à tarifs réglementés. La direction estime que l'élimination de ces opérations entraînerait une sous-évaluation des immobilisations corporelles, des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales, ou du combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés. Les opérations intersociétés qui n'ont pas été éliminées sont évaluées au montant de la contrepartie établie et acceptée par les parties liées. Les opérations éliminées sont prises en compte dans la détermination des secteurs isolables.

2) Le bénéfice net sectoriel est présenté sur une base qui comprend les coûts de financement répartis en interne entre les secteurs Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure et Divers de 8 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2024 et de 22 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2024.

en millions de dollars	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure	Autres entreprises de services publics d'électricité	Divers	Éliminations Inter- sectorielles	Total
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2023							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	1 064 \$	388 \$	263 \$	145 \$	(120) \$	- \$	1 740 \$
Produits intersectoriels ¹	2	-	1	-	26	(29)	-
Total des produits d'exploitation	1 066	388	264	145	(94)	(29)	1 740
Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	282	173	-	76	-	(1)	530
Coût réglementé du gaz naturel	-	-	58	-	-	-	58
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	237	92	94	31	46	(3)	497
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	83	12	20	1	1	-	117
Amortissement	143	68	36	17	2	-	266
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	-	29	5	1	(3)	-	32
Autres produits nets (charges nettes)	17	8	1	1	(37)	25	15
Intérêts débiteurs nets ²	67	43	34	5	86	-	235
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	43	(1)	5	-	(81)	-	(34)
Participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	1	-	-	1
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	-	16	-	16
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	228 \$	38 \$	23 \$	16 \$	(204) \$	- \$	101 \$
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2023							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	2 715 \$	1 232 \$	1 117 \$	385 \$	142 \$	- \$	5 591 \$
Produits intersectoriels ¹	6	-	8	-	26	(40)	-
Total des produits d'exploitation	2 721	1 232	1 125	385	168	(40)	5 591
Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	699	512	-	197	-	(7)	1 401
Coût réglementé du gaz naturel	-	-	392	-	-	-	392
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	621	283	295	93	123	(17)	1 398
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	218	34	68	3	3	-	326
Amortissement	425	206	98	50	6	-	785
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	-	81	16	2	4	-	103
Autres produits nets	53	22	7	5	4	16	107
Intérêts débiteurs nets ²	204	128	91	17	244	-	684
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	95	(7)	49	-	(60)	-	77
Participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	1	-	-	1
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	-	48	-	48
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	512 \$	179 \$	155 \$	31 \$	(188) \$	- \$	689 \$
Au 31 décembre 2023							
Total de l'actif	21 119 \$	8 634 \$	7 735 \$	1 311 \$	1 938 \$	(1 257) \$	39 480 \$

1) Tous les soldes et toutes les opérations intersociétés importants ont été éliminés à la consolidation, sauf certaines opérations entre les entités à tarifs non réglementés et à tarifs réglementés. La direction estime que l'élimination de ces opérations entraînerait une sous-évaluation des immobilisations corporelles, des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales, ou du combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés. Les opérations intersociétés qui n'ont pas été éliminées sont évaluées au montant de la contrepartie établie et acceptée par les parties liées. Les opérations éliminées sont prises en compte dans la détermination des secteurs isolables.

2) Le bénéfice net sectoriel est présenté sur une base qui comprend les coûts de financement répartis en interne entre les secteurs Entreprises de services publics d'électricité en Floride, Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure et Divers de 26 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2023 et de 69 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2023.

5. PRODUITS

Le tableau suivant présente la ventilation des produits de la société par sources principales :

	Électricité			Gaz	Divers		
	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Autres entreprises de services publics d'électricité	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infra- structure		Éliminations inter- sectorielles	
en millions de dollars					Divers		Total
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2024							
Produits tirés des activités à tarifs réglementés :							
Secteur résidentiel	643 \$	191 \$	56 \$	107 \$	- \$	- \$	997 \$
Secteur commercial	258	118	78	97	-	-	551
Secteur industriel	56	70	9	24	-	(4)	155
Autres entreprises de services publics d'électricité	101	10	1	-	-	-	112
Reports réglementaires	(76)	-	5	-	-	-	(71)
Divers ¹	6	10	1	51	-	(3)	65
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	16	-	-	16
Produits tirés des activités à tarifs réglementés	988	399	150	295	-	(7)	1 825
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés :							
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	-	(7)	-	(7)
Autres activités à tarifs non réglementés	-	-	-	5	7	(5)	7
Réévaluation à la valeur de marché ³	-	-	-	-	(37)	14	(23)
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	-	-	-	5	(37)	9	(23)
Total des produits d'exploitation	988 \$	399 \$	150 \$	300 \$	(37) \$	2 \$	1 802 \$
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2024							
Produits tirés des activités à tarifs réglementés :							
Secteur résidentiel	1 580 \$	737 \$	149 \$	499 \$	- \$	- \$	2 965 \$
Secteur commercial	710	371	224	361	-	-	1 666
Secteur industriel	168	207	22	71	-	(11)	457
Autres entreprises de services publics d'électricité	318	31	4	-	-	-	353
Reports réglementaires	(145)	-	13	-	-	-	(132)
Divers ¹	15	30	4	167	-	(7)	209
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	47	-	-	47
Produits tirés des activités à tarifs réglementés	2 646	1 376	416	1 145	-	(18)	5 565
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés :							
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	-	42	-	42
Autres activités à tarifs non réglementés	-	-	-	15	22	(16)	21
Réévaluation à la valeur de marché ³	-	-	-	-	(198)	7	(191)
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	-	-	-	15	(134)	(9)	(128)
Total des produits d'exploitation	2 646 \$	1 376 \$	416 \$	1 160 \$	(134) \$	(27) \$	5 437 \$

1) Le secteur Divers comprend les produits de location, qui ne correspondent pas à des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

2) Produits liés à la convention de services du gazoduc Brunswick conclue avec Repsol Energy Canada.

3) Produits qui ne correspondent pas à des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

4) Comprennent les gains (pertes) résultant du règlement d'instruments dérivés énergétiques, qui ne correspondent pas à des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

	Électricité			Gaz	Divers		
	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Autres entreprises de services publics d'électricité	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infra- structure		Éliminations inter- sectorielles	
en millions de dollars					Divers		Total
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2023							
Produits tirés des activités à tarifs réglementés :							
Secteur résidentiel	761 \$	179 \$	54 \$	100 \$	- \$	- \$	1 094 \$
Secteur commercial	313	111	74	76	-	-	574
Secteur industriel	76	81	9	23	-	(1)	188
Autres entreprises de services publics d'électricité	96	8	2	-	-	-	106
Reports réglementaires	(184)	-	3	-	-	-	(181)
Divers ¹	4	9	3	44	-	(2)	58
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	16	-	-	16
Produits tirés des activités à tarifs réglementés	1 066	388	145	259	-	(3)	1 855
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés :							
Autres activités à tarifs non réglementés	-	-	-	5	7	(6)	6
Réévaluation à la valeur de marché ³	-	-	-	-	(101)	(20)	(121)
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	-	-	-	5	(94)	(26)	(115)
Total des produits d'exploitation	1 066 \$	388 \$	145 \$	264 \$	(94) \$	(29) \$	1 740 \$

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2023

Produits tirés des activités à tarifs réglementés :							
Secteur résidentiel	1 777 \$	671 \$	136 \$	529 \$	- \$	- \$	3 113 \$
Secteur commercial	813	345	204	311	-	-	1 673
Secteur industriel	205	159	25	68	-	(8)	449
Autres entreprises de services publics d'électricité	311	29	5	-	-	-	345
Reports réglementaires	(399)	-	9	-	-	-	(390)
Divers ¹	14	28	6	154	-	(6)	196
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	47	-	-	47
Produits tirés des activités à tarifs réglementés	2 721	1 232	385	1 109	-	(14)	5 433
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés :							
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	-	61	-	61
Autres activités à tarifs non réglementés	-	-	-	16	22	(18)	20
Réévaluation à la valeur de marché ³	-	-	-	-	85	(8)	77
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	-	-	-	16	168	(26)	158
Total des produits d'exploitation	2 721 \$	1 232 \$	385 \$	1 125 \$	168 \$	(40) \$	5 591 \$

1) Le secteur Divers comprend les produits de location, qui ne correspondent pas à des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

2) Produits liés à la convention de services du gazoduc Brunswick conclue avec Repsol Energy Canada.

3) Produits qui ne correspondent pas à des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

4) Comprennent les gains (pertes) résultant du règlement d'instruments dérivés énergétiques, qui ne correspondent pas à des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

Obligations de prestation qui restent à remplir :

Les obligations de prestation qui restent à remplir se composent principalement de contrats de transport de gaz, de contrats d'éclairage et d'ententes à long terme d'approvisionnement en vapeur à échéances déterminées. Au 30 septembre 2024, le prix de transaction affecté aux obligations de prestation qui restaient à remplir totalisait 453 millions de dollars (461 millions de dollars en 2023), y compris 5 millions de dollars liés à NMGC. Ce montant comprend les obligations de prestation futures de 128 millions de dollars liées à un contrat de transport de gaz entre SeaCoast et PGS venant à échéance en 2040. Ce montant exclut les contrats ayant une durée prévue initiale de un an ou moins et les montants variables qu'Emera comptabilise dans les produits au montant qu'elle a le droit de facturer pour les services fournis. Emera prévoit comptabiliser des produits liés aux obligations de prestation qui restent à remplir jusqu'en 2044.

6. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Un sommaire des actifs et passifs réglementaires de la société est présenté ci-dessous. Pour une description complète de la nature des actifs et passifs réglementaires de la société, se reporter à la note 6 des états financiers consolidés audités annuels de 2023 d'Emera. Des mises à jour concernant les cadres réglementaires sont présentées ci-dessous.

Aux en millions de dollars	30 septembre 2024 ¹	31 décembre 2023
Actifs réglementaires		
Actifs réglementaires d'impôts reportés	1 117 \$	1 233 \$
Recouvrement par TEC des coûts d'investissement liés à la mise hors service anticipée d'actifs	693	671
Mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible de NSPI	377	395
Régime de retraite et régime d'avantages complémentaires de retraite – soins de santé	360	364
Clauses de recouvrement des coûts pour tempêtes	117	52
Reports liés aux instruments dérivés	46	88
Clauses de recouvrement des coûts	30	151
Mesures environnementales correctives	26	26
Recouvrement des coûts irrécupérables	26	25
Divers ²	106	100
	2 898 \$	3 105 \$
À court terme	202 \$	339 \$
À long terme	2 696	2 766
Total des actifs réglementaires	2 898 \$	3 105 \$
Passifs réglementaires		
Passifs réglementaires d'impôts reportés	806 \$	830 \$
Provision cumulée – coûts d'enlèvement	686	849
Clauses de recouvrement des coûts	117	32
Reports liés aux instruments dérivés	24	17
Fonds d'autoassurance par BLPC («FAS») (note 24)	30	29
Divers ²	11	15
	1 674 \$	1 772 \$
À court terme	302 \$	168 \$
À long terme	1 372	1 604
Total des passifs réglementaires	1 674 \$	1 772 \$

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. Au 30 septembre 2024, les actifs et passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente et exclus du tableau ci-dessus. Se reporter à la note 3 pour de plus amples renseignements sur la transaction en cours.

2) Comprennent les actifs et passifs réglementaires qui ne sont pas individuellement significatifs.

Entreprise de services publics d'électricité en Floride

Provision pour tempêtes :

Le 26 septembre 2024, l'ouragan Helene est passé à 160 km (100 milles) à l'ouest de Tampa et a touché terre à environ 322 km (200 milles) au nord de Tampa, dans le comté de Taylor, avec une force de catégorie 4. Le territoire de service de TEC a été touché par les vents de tempête tropicale et l'onde de tempête, ce qui s'est répercuté sur un nombre record de clients sur 100 000. En date du 30 septembre 2024, TEC avait reporté un montant de 45 millions \$ US à la provision pour tempêtes aux fins de recouvrement futur, ce qui a eu une incidence négligeable sur les résultats. Au 30 septembre 2024, le total des coûts de remise en état imputés au compte de la provision pour tempêtes, ce qui comprend les coûts liés à l'ouragan Helene au troisième trimestre de 2024, a dépassé le solde de la provision pour tempêtes et, par conséquent, une tranche de 35 millions \$ US a été reportée en tant qu'actif réglementaire aux fins du recouvrement futur.

Tarifs de base :

Le 2 avril 2024, TEC a demandé une hausse du tarif de base, reflétant une hausse des produits requis de 297 millions \$ US, à compter du 1^{er} janvier 2025, et des ajustements additionnels respectivement d'environ 100 millions \$ US et 72 millions \$ US pour 2026 et 2027. Les tarifs proposés par TEC visent le recouvrement des coûts afférents aux projets de production d'énergie solaire, la capacité de stockage d'énergie, un centre de contrôle de l'énergie plus résilient et modernisé et d'autres projets de résilience et de fiabilité. L'audience relative à la demande de révision des tarifs a eu lieu en août 2024.

Recouvrement du combustible :

Le 2 avril 2024, TEC a demandé un rajustement en cours de route de ses charges liées au combustible et à la capacité, reflétant une réduction de 138 millions \$ US sur 12 mois, soit de juin 2024 à mai 2025. La réduction demandée est attribuable à une baisse des prix du gaz naturel pour 2024 réels et projetés puisque TEC a présenté ses coûts projetés pour 2024 à l'automne 2023. Le 7 mai 2024, la Florida Public Service Commission a approuvé ce rajustement.

Entreprises de services publics d'électricité au Canada

NSPI

Garantie de prêt fédérale («GPF») :

Le 24 septembre 2024, le gouvernement du Canada a conclu une entente avec NSPI, NSPML et la province de la Nouvelle-Écosse (la «Province») sur les modalités d'une GPF de 500 millions de dollars sous forme de titres de créance devant être émis par NSPML afin 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 hydroélectrique de Muskrat Falls. Sous réserve de certaines conditions, y compris l'obtention de l'approbation de la Nova Scotia Utility and Review Board (la «Régie»), le produit net de l'émission de titres de créance par NSPML sera transféré à NSPI à titre de remboursement d'une partie des cotisations antérieures de NSPML et sera imputé au solde de l'actif réglementaire lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible. NSPML augmentera ensuite sa charge liée à la cotisation annuelle à NSPI afin de recouvrer 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 relativement à la GPF. Une décision relative à la demande de NSPML donnerait lieu à l'émission de titres de créance et au remboursement, tandis qu'une décision relative à la demande de NSPI serait en phase avec les tarifs du carburant nécessaires en 2025 pour assurer le service de la dette supplémentaire de NSPML.

Ouragan Fiona :

Le 27 juin 2024, la Régie a approuvé le report de la comptabilisation des coûts d'exploitation additionnels de 25 millions de dollars engagés dans le cadre des efforts de remise en état à la suite de l'ouragan Fiona en septembre 2022. À la suite de l'approbation de la Régie, un montant de 25 millions de dollars a été reclassé des «Autres actifs à long terme» aux «Actifs réglementaires». La Régie a également demandé à NSPI de reclasser les coûts non amortis de 10 millions de dollars liés aux actifs mis hors service en raison de l'ouragan Fiona dans les «Actifs réglementaires», plutôt que dans les «Immobilisations corporelles» des bilans consolidés condensés. NSPI a commencé l'amortissement des deux actifs réglementaires sur une période de 10 ans à compter du 1^{er} juillet 2024.

Avenant en matière de tempêtes :

Le 30 avril 2024, NSPI a présenté une demande auprès de la Régie pour le recouvrement des coûts de 22 millions de dollars liés à la remise en état liée aux tempêtes reportés à l'avenant en matière de tempêtes de NSPI approuvé par la Régie en 2023. Si la demande est approuvée, les coûts de 2023 reportés à l'avenant en matière de tempêtes seront recouverts sur une période de 12 mois à compter du 1^{er} janvier 2025.

Recouvrement du combustible :

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

NSPML

Le 24 septembre 2024, le gouvernement du Canada a conclu une entente avec NSPI, NSPML et la Province sur les modalités d'une GPF de 500 millions de dollars devant être consentie par NSPML. Se reporter à la rubrique «NSPI» plus haut pour en savoir plus.

Le 4 juillet 2024, NSPML a présenté à la Régie une demande visant à recouvrer environ 158 millions de dollars des coûts liés au lien maritime pour 2025.

Le 21 décembre 2023, NSPML a reçu l'approbation de la Régie pour réclamer de NSPI un montant allant jusqu'à 164 millions de dollars pour le recouvrement de coûts liés au lien maritime en 2024, sujet à une retenue mensuelle de 4 millions de dollars. Aucune retenue n'a été comptabilisée depuis le début de l'exercice 2024.

Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure

NMGC

Tarifs de base :

Le 14 septembre 2023, NMGC a déposé une demande de révision des tarifs auprès de la NMPRC. Le 1^{er} mars 2024, NMGC a déposé une demande de règlement auprès de la NMPRC avec l'appui de toutes les parties à la cause pour une augmentation de 30 millions \$ US des produits annuels tirés du tarif de base et le maintien du rendement des capitaux propres de NMGC à 9,375 %. Les tarifs tiennent compte du recouvrement de la hausse des coûts d'exploitation et des dépenses d'investissement dans les projets de gazoducs et l'infrastructure s'y rattachant, ainsi que d'un nouveau système d'informations sur les clients et de facturation. NMGC a également accepté de retirer sa demande relative à un actif réglementaire, et de ne pas présenter une autre demande de révision des tarifs, visant les coûts liés à sa demande de certificat de commodité et de nécessité publiques de 2022 pour une installation de gaz naturel liquéfié stocké au Nouveau-Mexique. La NMPRC a approuvé la demande de révision des tarifs le 25 juillet 2024. Les nouveaux tarifs s'appliquent depuis le 1^{er} octobre 2024.

Autres entreprises de services publics d'électricité

BLPC

Modification apportée aux taux d'imposition de la Barbade :

Le 24 mai 2024, le gouvernement de la Barbade a promulgué la *Income Tax Act* (en sa version modifiée et approuvée). La loi, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2024, a instauré un taux d'imposition des sociétés de 9 %, obligeant BLPC à réévaluer ses passifs d'impôt différé. Le 18 juillet 2024, BLPC a demandé le recouvrement reporté de la réévaluation de 5 millions \$ US. BLPC cherche à obtenir l'amortissement des coûts sur une période devant être approuvée par la Fair Trading Commission, Barbados (la «FTC») dans le cadre d'un prochain processus d'établissement des tarifs.

Avenant en matière de transition vers l'énergie propre («ATEP») :

Le 31 mai 2023, la FTC a approuvé la demande de BLPC visant à établir un ATEP afin de recouvrer les coûts prudemment engagés liés à son projet de transition vers l'énergie propre. Le mécanisme vise à faciliter le recouvrement en temps opportun entre les demandes tarifaires des coûts liés aux actifs d'énergie renouvelable approuvés. Le 5 octobre 2023, BLPC a présenté une demande à la FTC pour recouvrer les coûts liés à un système de stockage par batteries au moyen du mécanisme. Le 6 mai 2024, la FTC a approuvé certains aspects de la demande de BLPC, y compris le recouvrement des dépenses d'investissement liées à un système de stockage par batteries de 15 MW. BLPC évalue actuellement l'incidence de la mise en œuvre de la décision.

Tarifs de base :

En 2021, BLPC a présenté à la FTC une demande de hausse tarifaire générale. En septembre 2022, la FTC a accordé à BLPC un allègement tarifaire provisoire, permettant une augmentation des tarifs de base d'environ 1 million \$ US par mois. Le 15 février 2023, la FTC a rendu une décision concernant la demande comprenant les éléments importants suivants : un rendement des capitaux propres réglementé autorisé de 11,75 %, une structure du capital composée à 55 % de capitaux propres, une directive pour la mise à jour des principales composantes de la base tarifaire au 16 septembre 2022, et une directive pour l'établissement de passifs réglementaires totalisant environ 71 millions \$ US. Le 7 mars 2023, BLPC a présenté une requête pour une révision et une modification (la «requête») et demandé une suspension de la décision de la FTC, qui a été accordée subséquemment. Le 20 novembre 2023, la FTC a rendu sa décision, rejetant la requête. Les tarifs provisoires demeurent en vigueur jusqu'à une date qui sera déterminée dans une décision et une ordonnance finales.

Le 1^{er} décembre 2023, BLPC a interjeté appel de certains aspects des décisions de la FTC du 15 février et du 20 novembre 2023 devant la Cour suprême de la Barbade à la Haute Cour de justice (la «Cour») et demandé qu'elles soient suspendues. Le 11 décembre 2023, la Cour a accordé la suspension. BLPC est d'avis que la FTC a commis des erreurs de droit et de compétence dans ses décisions et estime que l'appel pourrait être accueilli et, par conséquent, les rajustements liés à la base tarifaire et aux tarifs définitifs de BLPC, y compris les rajustements liés aux actifs et passifs réglementaires, n'ont pas été comptabilisés pour le moment. Le processus d'appel est en cours. L'appel devrait être entendu en décembre 2024.

GBPC

Tarifs de base :

Le 1^{er} août 2024, comme l'exigent le protocole d'exploitation et l'entente-cadre de réglementation de la Grand Bahama Port Authority («GBPA»), GBPC a déposé une proposition de plan tarifaire. Au deuxième trimestre de 2024, les clients de GBPC ont subi des pannes de courant en raison d'interruptions de production non planifiées. 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.

Electricity Act, 2024 :

Le 1^{er} juin 2024, la *Electricity Act, 2024* est entrée en vigueur. La législation vise à retirer la juridiction de la GBPA à l'égard de la GBPC et à confier la régulation de la GBPC à l'Utilities Regulation and Competition Authority, une autre autorité de réglementation bahamienne.

7. PLACEMENTS SOUS INFLUENCE NOTABLE ET QUOTE-PART DU BÉNÉFICE DES PLACEMENTS DANS DES SOCIÉTÉS SATELLITES

en millions de dollars	Valeur comptable aux		Quote-part du bénéfice (de la perte) des placements dans des sociétés satellites pour les trois mois clos les 30 septembre		Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites pour les neuf mois clos les 30 septembre		Pourcentage de participation 2024
	30 sept. 2024	31 déc. 2023	2024	2023	2024	2023	
NSPML	483 \$	489 \$	12 \$	13 \$	38 \$	34 \$	100,0
M&NP ¹	117	118	4	5	14	16	12,9
Lucelec ¹	52	48	1	1	3	2	19,5
LIL ²	-	747	-	16	29	47	-
Bear Swamp ³	-	-	8	(3)	3	4	50,0
	652 \$	1 402 \$	25 \$	32 \$	87 \$	103 \$	

1) Emera exerce une influence notable sur les décisions d'exploitation et les décisions financières de ces sociétés par l'entremise d'une représentation au sein du conseil d'administration et, par conséquent, comptabilise son placement dans ces entités selon la méthode de la mise en équivalence.

2) Le 4 juin 2024, Emera a conclu la vente de sa participation indirecte dans LIL. Se reporter à la note 3 pour en savoir davantage.

3) Le solde du placement dans Bear Swamp est créditeur, principalement en raison d'une distribution de 179 millions de dollars reçue en 2015. Le solde créditeur du placement dans Bear Swamp de 84 millions de dollars (81 millions de dollars en 2023) est comptabilisé dans les «Autres passifs à long terme» des bilans consolidés condensés.

Emera comptabilise sa quote-part des droits variables dans NSPML comme un placement dans une société satellite (note 24). Le tableau qui suit résume le bilan consolidé de NSPML :

Aux en millions de dollars	30 septembre 2024	31 décembre 2023
Actif à court terme	49 \$	21 \$
Immobilisations corporelles	1 438	1 473
Actifs réglementaires	285	272
Actif à long terme	27	29
Total de l'actif	1 799 \$	1 795 \$
Passif à court terme	62 \$	48 \$
Dette à long terme ¹	1 090	1 109
Passif à long terme	164	149
Capitaux propres	483	489
Total du passif et des capitaux propres	1 799 \$	1 795 \$

1) La dette liée au projet est garantie par le gouvernement du Canada.

8. AUTRES PRODUITS NETS

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Profit à la vente de LIL, déduction faite des coûts de transaction ¹	- \$	- \$	182 \$	- \$
Provision pour fonds sous forme de capitaux propres utilisés pendant la construction	15	10	36	27
Recouvrement des coûts non liés aux services du régime de retraite	8	9	26	25
Résultat d'intérêts	4	11	13	36
Gains (pertes) de change	6	(18)	(16)	3
Coûts de transaction liés à la vente en cours de NMGC ¹	(24)	-	(24)	-
Divers	5	3	15	16
	14 \$	15 \$	232 \$	107 \$

1) Pour en savoir davantage sur le profit à la vente, après les coûts de transaction, de la participation minoritaire indirecte d'Emera dans LIL et de la vente en cours de NMGC, se reporter à la note 3.

9. INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

Les intérêts débiteurs nets se composent de ce qui suit :

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Intérêts sur la dette	252 \$	244 \$	753 \$	706 \$
Provision pour fonds empruntés utilisés pendant la construction	(6)	(4)	(15)	(11)
Divers	(5)	(5)	(13)	(11)
	241 \$	235 \$	725 \$	684 \$

10. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

La provision pour impôts sur les bénéfices diffère de celle qui est calculée d'après la combinaison du taux d'imposition fédéral et du taux d'imposition provincial prévus par la loi pour les raisons suivantes :

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Bénéfice avant provision pour impôts sur les bénéfices	14 \$	84 \$	435 \$	815 \$
Taux d'imposition prévu par la loi	29 %	29 %	29 %	29 %
Impôts sur les bénéfices au taux d'imposition prévu par la loi	4	24	126	236
Perte de valeur de l'écart d'acquisition	48	-	48	-
Crédits d'impôt	(22)	(15)	(47)	(32)
Impôts reportés sur les bénéfices réglementés comptabilisés comme actifs réglementaires et passifs réglementaires	(8)	(8)	(38)	(53)
Amortissement des passifs réglementaires d'impôts sur les bénéfices reportés	(14)	(16)	(30)	(32)
Variation du taux d'impôt étranger	(11)	(14)	(26)	(33)
Incidence additionnelle de la vente de la participation dans LIL	-	-	22	-
Incidence fiscale de la quote-part du bénéfice dans des sociétés satellites	(4)	(4)	(12)	(11)
Divers	(2)	(1)	(3)	2
(Recouvrement) charge d'impôts sur les bénéfices	(9) \$	(34) \$	40 \$	77 \$
Taux d'imposition effectif	(64) %	(40) %	9 %	9 %

Régime de restriction des dépenses excessives d'intérêts et de financement («RDEIF») :

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 sanctionné. Le projet de loi C-59 comprend le régime de RDEIF, qui entre en vigueur le 1^{er} janvier 2024. Le régime de RDEIF met en œuvre certaines mesures pour limiter la déductibilité de dépenses d'intérêts et de financement nettes d'une société à un maximum de 30 % du bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices, dépréciation et amortissement à des fins fiscales. Les dépenses d'intérêts et de financement refusées en vertu du régime de RDEIF peuvent être reportées indéfiniment. Le régime de RDEIF n'a pas eu d'incidence importante sur la société au troisième trimestre de 2024.

Loi sur l'impôt minimum mondial («LIMM») du Canada :

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 sanctionné. Le projet de loi C-69 comprend la LIMM, un régime fondé sur les règles de l'Organisation de coopération et de développement économiques («OCDE»). La LIMM veille à ce que les grandes multinationales soient assujetties à un taux d'imposition effectif minimum de 15 % sur leurs bénéfices, peu importe l'endroit où elles exercent leurs activités. La LIMM n'a pas eu d'incidence importante sur la société au troisième trimestre de 2024.

Modification apportée aux taux d'imposition de la Barbade :

Le 24 mai 2024, le gouvernement de la Barbade a promulgué la *Income Tax Act* (en sa version modifiée et approuvée). La loi, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2024, a instauré un taux d'imposition des sociétés de 9 %, obligeant BLPC à réévaluer ses passifs d'impôt différé. Le 18 juillet 2024, BLPC a demandé le recouvrement reporté de la réévaluation de 5 millions \$ US. BLPC cherche à obtenir l'amortissement des coûts sur une période devant être approuvée par la FTC dans le cadre d'un prochain processus d'établissement des tarifs.

Loi sur la réduction de l'inflation aux États-Unis (Inflation Reduction Act) :

Le 16 août 2022, la loi sur la réduction de l'inflation aux États-Unis (*Inflation Reduction Act*) a été promulguée. Elle comporte de nombreux incitatifs fiscaux pour l'énergie propre, y compris la prolongation et la modification de crédits d'impôt à l'investissement et à la production existants pour les projets qui seront mis en service en 2024, et introduit de nouveaux crédits d'impôt relatifs à l'énergie propre et neutre du point de vue technologique qui entreront en vigueur en 2025. Au 30 septembre 2024, la société a comptabilisé un passif réglementaire de 70 millions de dollars (30 millions de dollars au 31 décembre 2023) dans les bilans consolidés condensés conformément à son obligation de transférer aux clients les économies d'impôts supplémentaires réalisées.

11. ACTIONS ORDINAIRES

Autorisées : Nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale

	En millions d'actions	En millions de dollars
Émises et en circulation :		
Solde au 31 décembre 2023	284,12	8 462 \$
Émissions d'actions ordinaires en vertu du programme ACM ¹	3,61	181
Émissions en vertu du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite de l'escompte	4,61	217
Options exercées en vertu du régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants, et régime d'achat d'actions à l'intention des employés	0,50	24
Solde au 30 septembre 2024	292,84	8 884 \$

1) Pour les trois mois 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). Pour les neuf mois clos 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 globale de ventes brutes de 18 millions de dollars demeurerait disponible à des fins d'émission en vertu du programme d'ACM.

12. RÉSULTAT PAR ACTION

Le tableau suivant rapproche le calcul du résultat de base et dilué par action :

Pour les 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
Numérateur				
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	3,7 \$	100,6 \$	339,9 \$	688,5 \$
Numérateur – résultat dilué	3,7	100,6	339,9	688,5
Dénominateur				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	290,0	273,6	287,5	272,2
Rémunération à base d'actions	0,1	0,2	0,1	0,3
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	290,1	273,8	287,6	272,5
Résultat par action ordinaire				
De base	0,01 \$	0,37 \$	1,18 \$	2,53 \$
Dilué	0,01 \$	0,37 \$	1,18 \$	2,53 \$

13. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les composantes du CAÉRé, déduction faite des impôts, sont comme suit :

en millions de dollars	Gain latent à la conversion des comptes d'établissements étrangers autonomes	Variation nette des couvertures de placements nets	Gains (pertes) sur instruments dérivés comptabilisés comme couvertures de flux de trésorerie	Variation nette des placements disponibles à la vente	Variation nette des coûts non constatés des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Total du CAÉRé
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2024						
Solde au 1 ^{er} janvier 2024	369 \$	(24) \$	14 \$	(2) \$	(52) \$	305 \$
Autres éléments du résultat étendu, avant reclassements	240	(33)	-	1	-	208
Montants reclassés hors du CAÉRé	-	-	(2)	-	1	(1)
Autres éléments du résultat étendu de la période, montant net	240	(33)	(2)	1	1	207
Solde au 30 septembre 2024	609 \$	(57) \$	12 \$	(1) \$	(51) \$	512 \$
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2023						
Solde au 1 ^{er} janvier 2023	639 \$	(62) \$	16 \$	(2) \$	(13) \$	578 \$
Autres éléments du résultat étendu, avant reclassements	(14)	3	1	-	-	(10)
Montants reclassés hors du CAÉRé	-	-	(2)	-	(4)	(6)
Autres éléments du résultat étendu de la période, montant net	(14)	3	(1)	-	(4)	(16)
Solde au 30 septembre 2023	625 \$	(59) \$	15 \$	(2) \$	(17) \$	562 \$

Les reclassements hors du CAÉRé sont comme suit :

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos les 30 septembre 20242023		Neuf mois clos les 30 septembre 20242023		
Élément touché dans les états financiers intermédiaires consolidés condensés	Montants reclassés hors du CAÉRE				
Gain sur instruments dérivés comptabilisés comme couvertures de flux de trésorerie					
Couverture de taux d'intérêt	Intérêts débiteurs nets	(1) \$	(1) \$	(2) \$	(2) \$
Variation nette des coûts non constatés des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite					
Montant reclassé dans les obligations	Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	-	1	1	(4)
Total des reclassements hors du CAÉRE pour la période		(1) \$	- \$	(1) \$	(6) \$

14. INSTRUMENTS DÉRIVÉS

La société conclut des contrats à terme standardisés, des contrats à terme de gré à gré, des swaps et des contrats sur options dans le cadre de sa stratégie de gestion des risques pour limiter son exposition aux :

- fluctuations des prix des produits de base liées à l'achat et à la vente de produits de base dans le cours normal des activités;
- fluctuations du taux de change sur les achats et les ventes libellés en devises;
- fluctuations du taux d'intérêt sur les titres de créance;
- fluctuations du cours des actions pour la rémunération à base d'actions.

La société conclut également des contrats prévoyant la livraison visant des produits de base énergétiques. Collectivement, ces contrats sont considérés comme des instruments dérivés. La société comptabilise les instruments dérivés selon l'une des quatre méthodes suivantes :

1. Les contrats prévoyant la livraison qui satisfont aux critères d'exemption en matière d'achats et de ventes courants («AVC») ne sont pas comptabilisés au bilan; ils sont constatés dans les résultats lorsqu'ils sont réglés. Un contrat prévoyant la livraison satisfait généralement aux critères d'exemption en matière d'AVC si l'opération est raisonnable en regard des besoins commerciaux de la société, si la contrepartie détient ou contrôle les ressources à proximité pour permettre la livraison des produits de base, si la société désire recevoir la livraison de ces produits de base et si la société estime que la contrepartie est solvable. La société évalue constamment les contrats désignés en vertu de l'exemption en matière d'AVC et cessera le traitement de ces contrats en vertu de cette exemption si les critères requis ne sont plus satisfaits.
2. Les instruments dérivés admissibles à la comptabilité de couverture sont comptabilisés à leur juste valeur au bilan. Les instruments dérivés sont admissibles à la comptabilité de couverture s'ils respectent les exigences rigoureuses concernant la documentation et s'ils assurent une couverture efficace du risque lié aux flux de trésorerie relevé au moment de leur entrée en vigueur et pendant leur durée. Particulièrement pour les couvertures de flux de trésorerie, la variation de la juste valeur des instruments dérivés est reportée dans le CAÉRE et comptabilisée dans les résultats au cours de la même période où la couverture de l'élément correspondant est réalisée.

Lorsque les exigences de documentation ou d'efficacité ne sont pas respectées, les instruments dérivés sont comptabilisés à la juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées dans le bénéfice net de la période visée, à moins qu'elles ne soient reportées par suite de l'application de la comptabilité réglementaire.

3. Les instruments dérivés conclus par NSPI, NMGC et GBPC qui sont documentés comme des couvertures économiques, et pour lesquels la société ne s'est pas prévalu de l'exemption en matière d'AVC, sont assujettis à un traitement comptable réglementaire. Ces instruments dérivés sont comptabilisés à la juste valeur au bilan comme des actifs et passifs dérivés. La variation de la juste valeur des instruments dérivés est reportée à titre d'actifs ou de passifs réglementaires. Le gain ou la perte est constaté dans l'élément couvert lorsque ce dernier est réglé. La direction estime que tout gain ou toute perte résultant du règlement de ces instruments dérivés liés au combustible pour la production d'électricité et à l'achat d'électricité sera remis aux clients ou recouvré auprès de ceux-ci à même les tarifs futurs. D'après les directives actuelles de la FPSC, TEC et PGS n'ont aucun instrument dérivé de couverture.
4. Les instruments dérivés qui ne respectent pas les critères ci-dessus sont désignés à titre d'instruments dérivés détenus à des fins de transaction et sont portés au bilan à la juste valeur, les variations étant généralement comptabilisées dans le bénéfice net de la période, à moins qu'elles ne soient reportées par suite de l'application de la comptabilité réglementaire. La société n'a pas choisi de classer des instruments dérivés dans la catégorie des instruments détenus à des fins de transaction lorsqu'un autre traitement comptable serait utilisé.

Les actifs et passifs dérivés liés aux catégories susmentionnées se présentaient comme suit :

Aux en millions de dollars	Actifs dérivés		Passifs dérivés	
	30 septembre 2024	31 décembre 2023	30 septembre 2024	31 décembre 2023
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	36 \$	16 \$	46 \$	76 \$
Contrats de change à terme	7	3	4	3
	43	19	50	79
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	14	29	13	36
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré, contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	249	319	528	531
	263	348	541	567
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Dérivés sur actions	13	4	-	-
Contrats de change à terme	4	18	2	7
	17	22	2	7
Total des instruments dérivés bruts	323	389	593	653
<i>Incidence des accords généraux de compensation :</i>				
Report réglementaire	(4)	(3)	(4)	(3)
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction	(132)	(146)	(132)	(146)
Incidence totale des accords généraux de compensation	(136)	(149)	(136)	(149)
Moins : instruments dérivés classés comme détenus en vue de la vente ¹	(14)	-	-	-
Total des instruments dérivés	173 \$	240 \$	457 \$	504 \$
Court terme ²	129	174	364	386
Long terme ²	44	66	93	118
Total des instruments dérivés	173 \$	240 \$	457 \$	504 \$

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. Au 30 septembre 2024, les actifs et passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente. Se reporter à la note 3 pour de plus amples renseignements sur la transaction en cours.

2) Les actifs et passifs dérivés sont classés à court terme ou à long terme selon l'échéance des contrats sous-jacents.

Couvertures de flux de trésorerie

Le 26 mai 2021, une entente de fixation des taux a fait l'objet d'un règlement qui a donné lieu à un gain de 19 millions de dollars qui est amorti dans les intérêts débiteurs sur une période de 10 ans au fur et à mesure que les éléments couverts sous-jacents seront réglés. Au 30 septembre 2024, les gains latents dans le CAÉRE, après impôts, ont été de 12 millions de dollars (14 millions de dollars, après impôts, au 31 décembre 2023). Pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2024, des gains latents respectivement 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 du CAÉRE dans les intérêts débiteurs nets. La société prévoit de reclasser dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois des gains latents de 2 millions de dollars figurant actuellement dans le CAÉRE.

Report réglementaire

La société a comptabilisé les variations suivantes à l'égard des instruments dérivés faisant l'objet d'un report réglementaire :

en millions de dollars	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	Contrats de change à terme	Contrats d'achat gaz naturel prévoyant la livraison	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	Contrats de change à terme
Pour les trois mois clos les 30 septembre		2024			2023
Gain latent (perte latente) inclus dans les actifs réglementaires	(14)\$	(1)\$	- \$	11 \$	4 \$
Gain latent (perte latente) inclus dans les passifs réglementaires	(6)	(1)	-	12	6
Gain réalisé inclus dans les actifs réglementaires	(3)	-	-	(5)	-
(Gain réalisé) perte réalisée incluse dans les passifs réglementaires	1	-	-	(1)	-
(Gain réalisé) perte réalisée inclus dans les stocks ¹	3	(1)	-	2	(1)
(Gain réalisé) perte réalisée inclus dans le combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés ²	16	(1)	(6)	-	-
Total des variations dans les instruments dérivés	(3)\$	(4)\$	(6)\$	19 \$	9 \$
Pour les neuf mois clos les 30 septembre		2024			2023
Gain latent (perte latente) inclus dans les actifs réglementaires	(1)\$	- \$	- \$	(18) \$	1 \$
Gain latent (perte latente) inclus dans les passifs réglementaires	6	13	(3)	(47)	4
Gain réalisé inclus dans les actifs réglementaires	(7)	-	-	(5)	-
Perte réalisée incluse dans les passifs réglementaires	1	-	-	3	-
(Gain réalisé) perte réalisée inclus dans les stocks ¹	10	(5)	-	7	(10)
(Gain réalisé) perte réalisée inclus dans le combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés ²	41	(5)	(48)	(20)	(2)
Divers	-	-	-	(15)	-
Total des variations dans les instruments dérivés	50 \$	3 \$	(51)\$	(95) \$	(7) \$

1) (Gains réalisés) pertes réalisées qui seront comptabilisés au titre du combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité lorsque l'élément couvert sera consommé.

2) (Gains réalisés) pertes réalisées sur les instruments dérivés réglés et consommés au cours de la période et relations de couverture qui ont pris fin ou opérations couvertes qui ne sont plus probables.

Au 30 septembre 2024, la société avait conclu les volumes théoriques suivants désignés aux fins du report réglementaire qui devraient être réglés comme il est décrit ci-dessous :

en millions	2024	2025-2026
<i>Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison :</i>		
Gaz naturel (MBTU)	2	6
<i>Swaps et contrats d'achat à terme de gré à gré sur les produits de base :</i>		
Gaz naturel (MBTU)	9	28
Mazout lourd (b)	-	1
Électricité (MWh)	-	1
Charbon (tonnes métriques)	-	1
<i>Swaps et contrats de change à terme de gré à gré :</i>		
Contrats de change à terme (en millions \$ US)	86 \$	272 \$
Taux moyen pondéré	1,3436	1,3330
% de \$ US requis	90 %	33 %

Instruments dérivés détenus à des fins de transaction

La société a comptabilisé les gains réalisés et latents (pertes réalisées et latentes) suivants relativement aux instruments dérivés détenus à des fins de transaction :

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité – produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	- \$	(2) \$	11 \$	(2) \$
Swaps, contrats à terme de gré à gré, contrats à terme standardisés et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel – produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	59	92	198	909
Total des gains inclus dans le bénéfice net	59 \$	90 \$	209 \$	907 \$

Au 30 septembre 2024, la société avait conclu les volumes théoriques suivants de dérivés détenus à des fins de transaction qui devraient être réglés comme il est décrit ci-dessous :

en millions	2024	2025	2026	2027	2028 et par la suite
Achats de gaz naturel (MBTU)	87	191	86	41	103
Ventes de gaz naturel (MBTU)	111	201	46	13	10
Achats d'électricité (MWh)	-	1	-	-	-
Ventes d'électricité (MWh)	-	1	-	-	-

Autres instruments dérivés

Au 30 septembre 2024, la société avait des dérivés sur actions en place pour gérer le risque de flux de trésorerie associé aux règlements en espèces futurs prévus au titre des obligations de rémunération différée et des contrats de change à terme en place pour gérer le risque de flux de trésorerie associé aux entrées de trésorerie libellées en dollars américains prévues. Le dérivé sur actions couvre le rendement de 2,9 millions d'actions et s'étend jusqu'en décembre 2024. Les contrats de change à terme, d'un montant notionnel combiné de 458 millions \$ US, viennent à échéance en 2024 jusqu'en 2026.

La société a comptabilisé les gains réalisés et latents (pertes réalisées et latentes) suivants relativement aux autres instruments dérivés :

en millions de dollars	Contrats de change à terme	Dérivés sur actions	Contrats de change à terme	Dérivés sur actions
Pour les trois mois clos les 30 septembre		2024		2023
Gain latent (perte latente) inclus dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	- \$	22 \$	- \$	(20) \$
Gain latent (perte latente) inclus dans les autres produits nets	8	-	16	-
Perte réalisée incluse dans les autres produits, montants nets	(3)	-	(2)	-
Total des gains (pertes) inclus dans le bénéfice net	5 \$	22 \$	(18) \$	(20) \$
Pour les neuf mois clos les 30 septembre		2024		2023
Gain latent (perte latente) inclus dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	- \$	8 \$	- \$	(12) \$
Gain latent (perte latente) inclus dans les autres produits nets	(8)	-	7	-
Perte réalisée incluse dans les autres produits, montants nets	(7)	-	(7)	-
Total des gains (pertes) inclus dans le bénéfice net	(15) \$	8 \$	- \$	(12) \$

Risque de crédit

La société est exposée à un risque de crédit relativement aux comptes clients, aux dépôts de garantie au titre de la commercialisation de l'énergie et aux actifs dérivés. Le risque de crédit s'entend de la perte éventuelle découlant de la non-exécution d'une contrepartie aux termes d'une entente. La société gère le risque de crédit au moyen de politiques et procédures portant sur l'analyse des contreparties, l'évaluation des expositions au risque, et le suivi et l'atténuation des risques. Tous les nouveaux clients et contreparties font l'objet d'une évaluation du crédit, et des dépôts ou garanties sont exigés pour les comptes présentant un risque élevé.

La société évalue régulièrement le risque de pertes de crédit et, s'il y a lieu, comptabilise des provisions. En ce qui a trait aux contreparties, la société a mis en œuvre des procédures pour surveiller la solvabilité et le risque de crédit des contreparties et tenir compte de la probabilité de défaillance dans l'évaluation des positions des contreparties. La société surveille la solvabilité des contreparties, y compris celles qui éprouvent des problèmes financiers, qui ont des taux de probabilité de défaillance qui fluctuent beaucoup ou des notes de crédit variables des agences de notation externes, ou qui changent de propriétaires. Les positions de passif net sont rajustées en fonction de la probabilité de défaillance actuelle de la société. Les positions d'actif net sont rajustées en fonction de la probabilité de défaillance actuelle de la contrepartie. La société évalue en interne le risque de crédit pour les contreparties qui ne sont pas notées.

Il est possible qu'en raison de la volatilité des prix des produits de base, la société soit exposée à d'importants risques de crédit associés à une ou plusieurs contreparties. Si ces contreparties n'exécutent pas leurs obligations aux termes d'un ou de plusieurs contrats, la société risque de subir une importante perte financière. La société traite avec des contreparties dans le cadre de sa stratégie de gestion des risques associés aux prix des produits de base, aux taux de change et aux taux d'intérêt. Les contreparties qui excèdent les limites de crédit établies peuvent fournir un dépôt au comptant ou une lettre de crédit équivalant au montant excédant la limite de crédit lorsqu'un contrat l'exige. La société obtient également des dépôts au comptant auprès des clients à qui elle vend de l'électricité. La société utilise le montant au comptant à titre de paiement pour la somme à recevoir ou retourne le dépôt ou la garantie au client ou à la contrepartie lorsque ce dépôt ou cette garantie n'est plus exigé par la société.

La société conclut des ententes-cadres sur produits de base avec ses contreparties afin de gérer certains risques, y compris le risque de crédit lié à ces contreparties. La société conclut généralement des ententes au titre de l'International Swaps and Derivatives Association, du North American Energy Standards Board et de l'Edison Electric Institute. La société estime que la conclusion de tels accords offre une protection en créant des droits contractuels relativement à la solvabilité, aux garanties, à la non-exécution et à la défaillance.

Au 30 septembre 2024, les actifs financiers de la société considérés comme étant en souffrance, depuis 64 jours en moyenne, totalisaient 124 millions de dollars (142 millions de dollars au 31 décembre 2023). La juste valeur de ces actifs financiers s'élevait à 112 millions de dollars (127 millions de dollars au 31 décembre 2023), la différence étant incluse dans la provision pour pertes de crédit. Ces actifs sont principalement liés aux débiteurs associés aux produits tirés de l'électricité et du gaz.

Aux en millions de dollars	30 septembre 2024	31 décembre 2023
Dépôts en garantie consentis à des tiers	67 \$	101 \$
Dépôts en garantie reçus de tiers	7 \$	22 \$

La garantie est donnée dans le cours normal des activités d'après la solvabilité de la société, y compris la note obtenue auprès de certaines grandes agences d'évaluation du crédit pour ses titres de premier rang non garantis. Certains instruments dérivés contiennent des clauses d'assurance financières qui exigent que la garantie soit donnée si un événement défavorable important lié au crédit survient. Si, en raison de ce type d'événement, les titres de créance de premier rang non garantis de la société ne sont plus considérés comme des titres de première qualité, les contreparties à ces instruments dérivés pourraient exiger des garanties complètes continues.

Au 30 septembre 2024, la juste valeur totale des instruments dérivés en position de passif était de 457 millions de dollars (504 millions de dollars au 31 décembre 2023). Si les notes de crédit de la société étaient abaissées sous le niveau de première qualité, il se pourrait que la société doive donner en garantie la valeur intégrale de la position de passif net relativement à ces instruments dérivés.

15. ÉVALUATIONS À LA JUSTE VALEUR

La société est tenue de déterminer la juste valeur de tous les instruments dérivés, sauf ceux qui sont admissibles à l'exemption en matière d'AVC (se reporter à la note 14), et utilise une approche axée sur le marché. Les trois niveaux de la hiérarchie des justes valeurs sont définis comme suit :

Niveau 1 – Lorsque c'est possible, la société fonde l'évaluation à la juste valeur de ses actifs et passifs financiers sur les prix cotés sur des marchés actifs («prix cotés») pour des actifs et passifs identiques.

Niveau 2 – Lorsque les prix cotés pour des actifs et passifs identiques ne sont pas disponibles, l'évaluation de certains contrats doit être fondée sur les prix cotés d'actifs et de passifs semblables, avec un rajustement lié aux différences d'emplacement. En outre, certains instruments dérivés sont évalués en utilisant les cours aux chambres de compensation hors Bourse.

Niveau 3 – Lorsque les informations nécessaires pour une évaluation de niveau 1 ou de niveau 2 ne sont pas disponibles, les instruments dérivés doivent être évalués au moyen de données non observables ou établies en interne. Les raisons principales d'un classement au niveau 3 sont les suivantes :

- Bien que les évaluations aient été fondées sur les prix cotés, des hypothèses importantes sont nécessaires pour tenir compte des différentiels liés à la saison et au mois ainsi qu'à l'emplacement.
- La durée de certaines opérations se prolonge au-delà de la période où les prix cotés sont disponibles et, par conséquent, des hypothèses ont été faites afin d'extrapoler les prix de la dernière période visée jusqu'à la fin de la durée de l'opération.
- Les valeurs de certaines opérations étaient fondées sur des modèles internes même si des prix cotés ont été utilisés pour les évaluations.

Des actifs et passifs dérivés sont classés entièrement, en fonction du niveau le plus faible des données qui est important pour l'évaluation à la juste valeur.

Les tableaux suivants présentent le classement de la méthode utilisée par la société pour évaluer la juste valeur de ses instruments dérivés :

Au en millions de dollars	30 septembre 2024		
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
	Total		
Actif			
<i>Report réglementaire :</i>			
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	9 \$	23 \$	- \$
Contrats de change à terme	-	7	-
	9	30	-
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>			
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	-	8	3
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	33	69	18
	33	77	21
<i>Autres instruments dérivés :</i>			
Contrats de change à terme	-	4	-
Dérivés sur actions	13	-	-
	13	4	-
Moins : instruments dérivés classés comme détenus en vue de la vente ¹	-	(14)	-
Total de l'actif	55	97	21
Passif			
<i>Report réglementaire :</i>			
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	29	13	-
Contrats de change à terme	-	4	-
	29	17	-
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>			
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	1	6	3
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	8	26	365
	9	32	368
<i>Autres instruments dérivés :</i>			
Contrats de change à terme	-	2	-
Total du passif	38	51	368
Actif (passif) net	17 \$	46 \$	(347) \$

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. Au 30 septembre 2024, les actifs et passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente. Se reporter à la note 3 pour en savoir davantage sur la transaction en cours.

Au en millions de dollars	31 décembre 2023			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actif				
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	7 \$	6 \$	- \$	13 \$
Contrats de change à terme	-	3	-	3
	7	9	-	16
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	(5)	23	-	18
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	42	108	34	184
	37	131	34	202
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Dérivés sur actions	4	-	-	4
Contrats de change à terme	-	18	-	18
	4	18	-	22
Total de l'actif	48	158	34	240
Passif				
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	43	30	-	73
Contrats de change à terme	-	3	-	3
	43	33	-	76
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	-	24	-	24
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	13	19	365	397
	13	43	365	421
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Contrats de change à terme	-	7	-	7
Total du passif	56	83	365	504
Actif (passif) net	(8) \$	75 \$	(331) \$	(264) \$

La variation de la juste valeur des actifs et passifs financiers de niveau 3 se présente comme suit :

en millions de dollars	Trois mois clos le 30 septembre 2024 <i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>			Neuf mois clos le 30 septembre 2024 <i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>		
	Électricité	Gaz naturel	Total	Électricité	Gaz naturel	Total
Actif						
Solde au début de la période	3 \$	13 \$	16 \$	- \$	34 \$	34 \$
Total des gains réalisés et latents (pertes réalisées et latentes) inclus dans les produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	-	5	5	3	(16)	(13)
Solde au 30 septembre 2024	3 \$	18 \$	21 \$	3 \$	18 \$	21 \$
Passif						
Solde au début de la période	2 \$	374 \$	376 \$	- \$	365 \$	365 \$
Total des gains réalisés et latents (pertes réalisées et latentes) inclus dans les produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	1	(9)	(8)	3	-	3
Solde au 30 septembre 2024	3 \$	365 \$	368 \$	3 \$	365 \$	368 \$

Les données non observables importantes utilisées dans l'évaluation de la juste valeur des instruments dérivés sur le gaz naturel et l'électricité incluent des prix fixés par des tiers pour des instruments financiers basés sur des marchés peu liquides. Toute augmentation (diminution) importante d'une de ces données prise isolément se traduirait par une évaluation de la juste valeur considérablement plus faible (plus élevée). Les autres données non observables utilisées incluent les coefficients de corrélation et les différentiels établis en interne, le risque de crédit propre à l'entité et les taux d'actualisation. Les corrélations et différentiels établis en interne sont revus tous les trimestres à partir d'analyses statistiques des marchés au comptant dans les divers marchés à terme peu liquides. Les taux d'actualisation peuvent inclure une prime de risque pour les contrats de gré à gré à long terme assortis de points d'illiquidité au titre des prix futurs en vue de tenir compte de l'incertitude inhérente à ces points. Les primes de risque liées à des contrats à long terme sont évaluées par l'observation de pratiques semblables dans l'industrie et la tenue de discussions avec des pairs du secteur.

La société a recours à une technique d'évaluation fondée sur le modèle d'établissement des prix pour déterminer la juste valeur des instruments dérivés de niveau 3. Le tableau suivant présente de l'information quantitative sur les données non observables importantes utilisées aux fins de l'évaluation de la juste valeur de niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs :

Au		30 septembre 2024				
en millions de dollars	Juste valeur		Données non observables importantes	Faible	Élevée	Moyenne pondérée ¹
	Actif	Passif				
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction – swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	3	3	Prix fixés par des tiers	23,75 \$	125,70 \$	74,84 \$
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction – swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	18	365	Prix fixés par des tiers	1,50 \$	14,86 \$	6,29 \$
Total	21 \$	368 \$				
Passif net		347 \$				

1) Les données non observables ont été pondérées selon la juste valeur relative des instruments.

La dette à long terme est un passif financier qui n'est pas évalué à la juste valeur dans les bilans consolidés condensés. Le solde se compose de ce qui suit :

Aux	Valeur	Juste				
en millions de dollars	comptable	valeur	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
30 septembre 2024	17 262 \$	16 757 \$	- \$	16 516 \$	241 \$	16 757 \$
31 décembre 2023	18 365 \$	16 621 \$	- \$	16 363 \$	258 \$	16 621 \$

La société a désigné des billets hybrides libellés en dollars américains d'un montant de 1,2 milliard \$ US comme couvertures du risque de change de ses placements nets dans des établissements dont les activités sont libellées en dollars américains. Un gain de change après impôts de 22 millions de dollars a été comptabilisé dans le CAÉRE pour les trois mois clos le 30 septembre 2024 (perte après impôts de 33 millions de dollars en 2023) et une perte de change après impôts de 33 millions de dollars a été comptabilisée pour les neuf mois clos le 30 septembre 2024 (gain après impôts de 3 millions de dollars en 2023).

16. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Dans le cours normal des activités, Emera fournit de l'énergie ainsi que d'autres services, et conclut des opérations 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 opérations intersociétés ont été éliminés à la consolidation, sauf le résultat net au titre de certaines opérations entre les entités à tarifs non réglementés et à tarifs réglementés conformément aux normes comptables pour les entités à tarifs réglementés. Tous les montants ont été calculés selon les modalités de crédit et d'intérêt habituelles.

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

- Les opérations entre NSPI et NSPML liées à la cotisation à l'égard du lien maritime sont présentées dans les états des résultats consolidés condensés. La charge de NSPI est présentée à titre de combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés et se chiffre à 41 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2024 (44 millions de dollars en 2023) et à 123 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2024 (122 millions de dollars en 2023). NSPML est comptabilisée comme un placement dans une société satellite et, par conséquent, les bénéfices liés à ces produits sont comptabilisés à titre de quote-part du résultat des placements dans des sociétés satellites.
- Les achats liés à la capacité de transport de gaz naturel de M&NP sont présentés dans les états des résultats consolidés condensés. Les achats de M&NP, présentés sur la base du montant net, dans les produits d'exploitation – activités à tarifs non réglementés, ont totalisé 2 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2024 (2 millions de dollars en 2023) et 8 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2024 (10 millions de dollars en 2023).

Aucun montant à payer ou à recevoir important entre Emera et ses sociétés liées ne figurait aux bilans consolidés condensés d'Emera au 30 septembre 2024 et au 31 décembre 2023.

17. DÉBITEURS ET AUTRES ACTIFS À COURT TERME

Aux en millions de dollars	30 septembre 2024	31 décembre 2023
Comptes clients – facturés	715 \$	805 \$
Comptes clients – non facturés	304	363
Capacité de transport capitalisée ¹	227	358
Charges payées d'avance	136	105
Impôts sur les bénéfices à recevoir	3	10
Provision pour pertes de crédit	(12)	(15)
Divers	155	191
Total des débiteurs et autres actifs à court terme	1 528 \$	1 817 \$

1) La capacité de transport capitalisée représente la valeur au titre du transport/stockage reçue par EES dans le cadre des ententes de gestion d'actifs à la conclusion des contrats. L'actif est amorti sur la durée de chaque contrat.

18. RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX

Emera maintient un certain nombre de régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées contributifs, qui visent la quasi-totalité de ses employés. La société offre aussi des régimes d'avantages complémentaires de retraite à ses retraités. Ces régimes sont offerts aux employés de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick, de Terre-Neuve-et-Labrador, de la Floride, du Nouveau-Mexique, de la Barbade et de l'île de Grand Bahama.

Le coût net des prestations d'Emera comprend ce qui suit :

Pour les	Trois mois clos les		Neuf mois clos les	
en millions de dollars	2024	30 septembre 2023	2024	30 septembre 2023
Régimes de retraite à prestations déterminées				
Coût des services	9 \$	8 \$	26 \$	23 \$
Coût qui n'est pas lié aux services :				
Intérêts débiteurs	27	27	82	83
Rendement prévu des actifs des régimes	(40)	(40)	(120)	(121)
Amortissement pour l'exercice considéré des :				
Pertes actuarielles	-	-	1	-
Actifs réglementaires	3	2	7	5
Règlements et compressions	-	2	-	2
Total des coûts qui ne sont pas liés aux services	(10)	(9)	(30)	(31)
Total des régimes de retraite à prestations déterminées	(1)	(1)	(4)	(8)
Régimes d'avantages complémentaires de retraite				
Coût des services	1	1	2	2
Coût qui n'est pas lié aux services :				
Intérêts débiteurs	3	3	9	10
Rendement prévu des actifs des régimes	(1)	-	(2)	(1)
Amortissement pour l'exercice considéré				
Gains actuariels	-	(1)	-	(1)
Actifs réglementaires	(1)	(1)	(3)	(3)
Total des coûts qui ne sont pas liés aux services	1	1	4	5
Total des régimes d'avantages complémentaires de retraite	2	2	6	7
Total des régimes de retraite à prestations déterminées	1 \$	1 \$	2 \$	(1) \$

Les cotisations d'Emera à ces régimes de retraite à prestations déterminées et régimes d'avantages complémentaires de retraite se chiffraient respectivement à 13 millions de dollars et à 41 millions de dollars pour les trois mois et neuf mois clos le 30 septembre 2024 (respectivement à 20 millions de dollars et à 55 millions de dollars pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2023). Les cotisations annuelles de l'employeur pour les régimes de retraite à prestations déterminées sont estimées à 34 millions de dollars pour 2024. Les cotisations d'Emera aux régimes de retraite à cotisations déterminées se chiffraient respectivement à 12 millions de dollars et à 37 millions de dollars pour les trois mois et neuf mois clos le 30 septembre 2024 (respectivement à 11 millions de dollars et à 33 millions de dollars pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2023).

19. ÉCART D'ACQUISITION

La variation de l'écart d'acquisition est attribuable à ce qui suit :

Aux	30 septembre	31 décembre
En millions de dollars	2024	2023
Solde au 1 ^{er} janvier	5 871 \$	6 012 \$
Perte de valeur	(210)	-
Classés comme actifs détenus en vue de la vente ¹	(284)	-
Variation du taux de change	121	(141)
Total de l'écart d'acquisition	5 498 \$	5 871 \$

1) Au 30 septembre 2024, les actifs et passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente. Se reporter à la note 3 pour de plus amples renseignements sur la transaction en cours.

Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. Du fait que le produit de la transaction sur la vente en cours sera inférieur à la valeur comptable de l'actif net, y compris l'écart d'acquisition (la «valeur comptable»), la société a procédé au troisième trimestre de 2024 à une évaluation quantitative de la perte de valeur de l'écart d'acquisition pour l'unité d'exploitation NMGC. Il a été établi que la valeur comptable dépassait la juste valeur du produit de la transaction prévu et, par conséquent, une perte de valeur de l'écart d'acquisition sans effet sur la trésorerie de 210 millions de dollars, avant impôts, a été comptabilisée au troisième trimestre de 2024, ce qui a réduit à 284 millions de dollars le solde de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation NMGC au 30 septembre 2024. Cette charge sans effet sur la trésorerie est incluse sous «Perte de valeur» des états des résultats consolidés condensés.

20. DETTE À COURT TERME

Les emprunts à court terme d'Emera se composent d'émissions de papier commercial, d'avances sur les facilités de crédit renouvelables et non renouvelables, et de billets à court terme. Se reporter à la note 23 des états financiers consolidés audités annuels de 2023 d'Emera pour des renseignements sur la dette à court terme, ainsi qu'au paragraphe qui suit pour des renseignements sur les activités de financement à cet égard en 2024.

Entreprise de services publics d'électricité en Floride

Le 1^{er} avril 2024, TEC a modifié sa facilité de crédit renouvelable consentie non garantie de 800 millions \$ US pour en reporter l'échéance du 17 décembre 2026 au 1^{er} décembre 2028. Aucune autre modification n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

Divers

Le 17 juin 2024, Emera a remboursé 200 millions de dollars sur la facilité de crédit non renouvelable et non garantie de décembre 2024, la faisant passer de 400 millions de dollars à 200 millions de dollars. Aucune autre modification importante n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

Le 1^{er} avril 2024, TECO Finance a modifié sa facilité de crédit renouvelable consentie non garantie de 400 millions \$ US pour en reporter l'échéance du 17 décembre 2026 au 1^{er} décembre 2028. Aucune autre modification n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

Le 16 février 2024, Emera a modifié sa facilité de crédit non renouvelable et non garantie de 400 millions de dollars pour en reporter l'échéance du 19 février 2024 au 19 février 2025. Aucune autre modification n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente. Le 19 juillet 2024, Emera a réduit le montant de la facilité, la faisant passer de 400 millions de dollars à 200 millions de dollars.

21. DETTE À LONG TERME

Se reporter à la note 25 des états financiers consolidés audités annuels de 2023 d'Emera pour des renseignements sur la dette à long terme, ainsi qu'aux paragraphes qui suivent pour des renseignements sur les activités de financement récentes de 2024.

Entreprise de services publics d'électricité en Floride

Le 12 juillet 2024, TEC a remboursé un billet de 300 millions \$ US à l'échéance. Ce billet a été remboursé grâce au produit tiré de l'émission de papier commercial.

Le 30 janvier 2024, TEC a émis pour 500 millions \$ US d'obligations non garanties de premier rang qui portent intérêt à 4,90 % et viennent à échéance le 1^{er} mars 2029. Le produit de cette émission a été principalement affecté au remboursement des emprunts à court terme en cours aux termes de la facilité de crédit de cinq ans.

Entreprises de services publics d'électricité au Canada

Le 24 juin 2024, NSPI a modifié sa facilité de crédit renouvelable consentie non garantie pour en reporter l'échéance du 16 décembre 2027 au 24 juin 2029. Aucune autre modification importante n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

Le 24 juin 2024, NSPI a modifié sa facilité de crédit non renouvelable non garantie pour en reporter l'échéance du 15 juillet 2024 au 24 juin 2025 et la faire passer de 400 millions de dollars à 300 millions de dollars. Aucune autre modification importante n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

Le 13 juin 2024, NSPI a conclu une facilité de crédit non renouvelable pour financer le projet de stockage par batteries. 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 du total de l'engagement du bailleur de 120 millions de dollars et 45,06 % du total des coûts admissibles du projet sur la durée de l'entente. La facilité restera disponible jusqu'à 6 mois après l'achèvement du projet, lequel ne peut excéder le 21 mai 2027, et vient à échéance 20 ans après la fin de la période. Au 30 septembre 2024, NSPI avait prélevé 16 millions de dollars sur la facilité, qui porte intérêt à un taux de 2,51 %.

Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure

Le 30 juillet 2024, New Mexico Gas Intermediate, Inc. a remboursé ses billets à taux fixe de 150 millions \$ US à l'échéance.

Autres entreprises de services publics d'électricité

Le 2 mai 2024, BLPC a modifié sa facilité de prêt de 92 millions de dollars barbadiens (46 millions \$ US) pour en reporter l'échéance du 19 février 2025 au 19 juillet 2028. Aucune autre modification importante n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

Divers

Le 24 juin 2024, Emera a modifié sa facilité de crédit renouvelable consentie non garantie, la faisant passer de 900 millions de dollars à 1 300 millions de dollars. Emera a également reporté l'échéance du 24 juin 2027 au 24 juin 2029. Aucune autre modification importante n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente 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 15 juin 2024, Emera Finance a remboursé les billets de premier rang de 300 millions \$ US à l'échéance.

Le 18 juin 2024, EUSHI Finance, Inc. a procédé à une émission de billets subordonnés de second rang à un taux rajustable fixe-fixe de 500 millions \$ US. Les billets portent intérêt initialement à un taux de 7,625 % et seront rajustés le 15 décembre 2029, puis tous les cinq ans par la suite, à un taux annuel correspondant au taux des bons du Trésor américain à cinq ans majoré de 3,136 %. Les billets viennent 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 des intérêts, et toute date de paiement semestriel des intérêts par la suite, à un prix de rachat égal au principal.

22. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

A. Engagements

Au 30 septembre 2024, les engagements contractuels (sauf les obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite, la dette à long terme et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations) pour les cinq prochains exercices et au total par la suite se composaient de ce qui suit :

en millions de dollars	2024	2025	2026	2027	2028	Par la suite	Total
Transport ^{1, 2}	216 \$	654 \$	483 \$	488 \$	420 \$	3 401 \$	5 662 \$
Achat d'électricité ³	82	289	275	324	325	3 562	4 857
Projets en immobilisations	712	245	62	10	1	1	1 031
Combustible, approvisionnement en gaz et entreposage ⁴	217	445	86	11	4	-	763
Divers	34	148	62	50	37	233	564
	1 261 \$	1 781 \$	968 \$	883 \$	787 \$	7 197 \$	12 877 \$

Comme il est indiqué ci-après, les engagements au 30 septembre 2024 comprennent ceux liés à NMGC. À la réalisation de la vente de NMGC, tous les engagements futurs qui restent seront transférés à l'acheteur. Se reporter à la note 3 pour en savoir davantage sur la transaction en cours.

1) Engagements d'achat visant le transport de combustibles et la capacité de transport pour divers pipelines. Comprend un engagement de 128 millions de dollars lié à un contrat de transport de gaz entre PGS et SeaCoast venant à échéance en 2040.

2) Comprend 77 millions de dollars liés 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).

3) Obligation annuelle d'achat d'électricité auprès de producteurs d'électricité indépendants ou d'autres entreprises de services publics en vertu de contrats de durées variables.

4) Comprend 203 millions de dollars liés 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).

NSPI est tenue par une obligation contractuelle de verser sur une période d'environ 38 ans un montant à NSPML pour l'utilisation du lien maritime, à compter de la date de sa mise en service, soit le 15 janvier 2018. En décembre 2023, la Régie a approuvé le recouvrement des coûts du lien maritime jusqu'à 164 millions de dollars auprès de NSPI en 2024. Le calendrier et les montants dus à NSPML pour le reste de la période d'engagement de 38 ans dépendent de 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'utilisation de Nalcor Energy, au besoin, depuis le 15 août 2021, et les activités de transport se poursuivront pendant 50 ans. À mesure que les droits de transport sont visés par des contrats, les obligations connexes sont comptabilisées sous le poste «Divers» du tableau ci-dessus.

B. Poursuites judiciaires

Sites visés par un «Superfund» et anciens sites d'usines de gaz manufacturé

Auparavant, TEC était une partie potentiellement responsable («PPR») à l'égard de certains sites visés par un «Superfund» par l'entremise de sa division Tampa Electric et d'anciennes divisions PGS, ainsi que d'anciens sites d'usines de gaz manufacturé par l'entremise de sa division PGS. À la suite de la séparation de la division PGS en une entité juridique distincte, Peoples Gas System, Inc. est maintenant également une PPR pour tous ces sites (en plus d'être une PPR de tiers pour certains sites). Bien que la responsabilité solidaire associée à ces sites demeure la même à la suite de la séparation juridique de la division PGS, les sites peuvent continuer de nécessiter des coûts de réponse élevés. Au 30 septembre 2024, la responsabilité financière solidaire des services publics de Floride est estimée à 15 millions de dollars (11 millions \$ US), touchant surtout PGS. Cette estimation se fonde sur l'hypothèse que les autres PPR mises en cause sont des sociétés solvables. Cette somme a été comptabilisée et est principalement reflétée dans le passif à long terme sous le poste «Autres passifs à long terme» du bilan consolidé. Le coût des réparations des dommages causés à l'environnement associé à ces sites devrait être payé sur de nombreuses années.

Les sommes estimées ne représentent que la partie des coûts de nettoyage attribuable aux services publics de Floride. Les estimations établies pour l'exécution des travaux sont fondées sur l'expérience des services publics de Floride dans des travaux similaires, rajustées en fonction des conditions propres au site et des ententes conclues avec les organismes gouvernementaux respectifs. Les estimations sont en dollars courants, elles ne sont pas actualisées et elles ne tiennent pas compte des recouvrements d'assurance.

Dans les cas où d'autres PPR sont mises en cause, la plupart d'entre elles sont jugées actuellement solvables et le demeureront fort probablement pendant toute la durée des travaux de remise en état. Toutefois, dans les cas où elles ne le sont pas, les services publics de Floride pourraient devoir prendre à leur charge davantage que leur quote-part réelle des coûts de remise en état qui leur ont été attribués. Parmi les autres facteurs pouvant avoir une incidence sur les estimations figurent d'autres vérifications et enquêtes pouvant élargir l'étendue des activités de nettoyage, d'autres responsabilités pouvant découler des activités de nettoyage elles-mêmes ou la modification de lois ou de règlements pouvant nécessiter d'autres travaux de remise en état. Selon la réglementation en vigueur, ces coûts sont récupérables par l'entremise des tarifs imposés aux abonnés qui ont été établis dans le cadre de décisions ultérieures concernant les tarifs de base.

Autres poursuites judiciaires

Emera et ses filiales peuvent être parties, de temps à autre, à des poursuites judiciaires, des réclamations et des litiges qui surviennent dans le cours normal des activités et qui, de l'avis de la société, ne devraient raisonnablement pas avoir une incidence négative importante sur sa situation financière.

C. Principaux risques financiers et incertitudes

Pour en savoir davantage au sujet des principaux risques financiers qui pourraient avoir une incidence importante sur le cours normal des activités de la société, se reporter à la note 27 des états financiers consolidés audités annuels de 2023 d'Emera. Il est question des risques associés aux instruments dérivés et de l'évaluation à la juste valeur dans les notes 14 et 15. Aucune modification importante n'a été apportée aux principaux risques financiers au 30 septembre 2024.

D. Garanties et lettres de crédit

Les garanties et les lettres de crédit d'Emera sont conformes à celles présentées dans les états financiers consolidés audités annuels de 2023 de la société, à l'exception des mises à jour importantes indiquées ci-après.

Emera Inc., au nom de NSPI, a émis une lettre de crédit visant à garantir des obligations en vertu d'un régime de retraite complémentaire. La date d'échéance de cette lettre de crédit a été reportée à juin 2025. Le montant engagé aux termes de cette lettre était de 58 millions de dollars au 30 septembre 2024 (56 millions de dollars au 31 décembre 2023).

Emera a versé une indemnité à une contrepartie concernant certains montants d'impôts futurs qui pourraient découler de modifications futures spécifiques de la législation fédérale canadienne, sous réserve de certaines conditions et limites. Aucune modification à la législation n'a été proposée à ce jour. Une estimation raisonnable du montant potentiel des paiements futurs qui pourraient découler de réclamations futures en vertu de cette indemnité ne peut être calculée, mais le risque d'avoir à effectuer des paiements importants en vertu de cette indemnité est considéré comme faible.

23. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS CONDENSÉS

Pour les en millions de dollars	Neuf mois clos les 30 septembre	
	2024	2023
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement :		
Stocks	44 \$	(71) \$
Débiteurs et autres actifs à court terme ¹	155	731
Créditeurs	(64)	(541)
Autres passifs à court terme ²	85	(114)
Total des éléments hors caisse du fonds de roulement	220 \$	5 \$

1) Les neuf mois clos le 30 septembre 2023 comprennent un montant de 162 millions de dollars lié au règlement des couvertures du gaz de NMGC en janvier 2023. La variation du solde des passifs réglementaires correspondant lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible est incluse dans les flux de trésorerie d'exploitation avant les variations du fonds de roulement, faisant en sorte qu'il n'y a aucune incidence sur les flux de trésorerie d'exploitation, montant net.

2) Les neuf mois clos le 30 septembre 2023 comprennent un montant de (166) millions de dollars lié à la diminution de la comptabilité d'exercice pour les charges de conformité du programme de plafonnement et d'échange de la Nouvelle-Écosse. Le solde de l'actif réglementaire correspondant lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible est inclus dans les flux de trésorerie d'exploitation avant les variations du fonds de roulement, faisant en sorte qu'il n'y a aucune incidence sur les flux de trésorerie d'exploitation, montant net.

Pour les en millions de dollars	Neuf mois clos les 30 septembre	
	2024	2023
Information supplémentaire sur les activités sans effet sur la trésorerie :		
Dividendes sur actions ordinaires réinvestis	217 \$	205 \$
Augmentation des montants à payer au titre des dépenses en immobilisations	12 \$	45 \$
Produit à recevoir de la cession de placements sous influence notable	25 \$	- \$
Reclassement de la dette à court terme et de la partie courante de la dette à long terme dans la dette à long terme	- \$	135 \$

Informations supplémentaires sur les activités d'exploitation :		
Variation nette des actifs et passifs réglementaires à court terme	216 \$	54 \$

24. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

Emera détient des droits variables dans NSPML, une EDDV pour laquelle il a été déterminé qu'Emera n'est pas le principal bénéficiaire étant donné qu'elle ne détient pas de participation financière conférant le contrôle dans NSPML. Lorsque les étapes essentielles ont été franchies, Nalcor Energy est devenue le principal bénéficiaire réputé de l'actif aux fins de la présentation de l'information financière, car elle détenait un contrôle sur la majorité des activités directes qui devraient avoir l'incidence la plus importante sur le rendement économique du lien maritime. Ainsi, Emera a commencé à comptabiliser le lien maritime comme un placement dans une société satellite.

BLPC a établi un FAS essentiellement afin de constituer un fonds pour couvrir les risques liés aux dommages et aux pertes subséquentes touchant certains réseaux de production, de transport et de distribution. ECI détient des droits variables dans le FAS, pour lequel il a été déterminé qu'ECI était le principal bénéficiaire; par conséquent, le FAS doit être consolidé par ECI. Pour établir si ECI contrôle le FAS, la direction a considéré qu'en substance, les activités du FAS sont menées pour le compte de BLPC, filiale d'ECI, et que seule BLPC tire des avantages des activités du FAS. De plus, étant donné qu'ECI a droit à tous les avantages du FAS par l'entremise de BLPC, elle est également exposée aux

risques liés aux activités du FAS. Tout retrait des actifs du FAS effectué par la société serait assujéti à la réglementation existante. La consolidation de l'EDDV d'Emera dans le FAS a une incidence sur les autres actifs à long terme, les liquidités soumises à restrictions et les passifs réglementaires des bilans consolidés condensés. Les montants compris dans les liquidités soumises à restrictions comprennent les liquidités des fonds réservés pour le FAS de BLPC.

La société a identifié certains CAÉ à long terme qui correspondent à la définition des droits variables étant donné qu'elle doit acheter la totalité ou la majorité de la production d'électricité à un prix fixe. Cependant, il a été déterminé que la société n'était pas le principal bénéficiaire parce qu'elle n'avait pas le pouvoir de diriger les activités de l'entité, y compris la capacité d'exploiter les installations de production et de prendre des décisions en matière de gestion.

Le tableau suivant fournit des informations sur la portion des EDDV importantes non consolidées d'Emera :

Aux	30 septembre 2024		31 décembre 2023	
	Total de	Exposition maximale aux pertes	Total de	Exposition maximale aux pertes
en millions de dollars				
EDDV non consolidées dans lesquelles Emera détient des droits variables				
NSPML (comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence)	483 \$	6 \$	489 \$	6 \$

25. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Les présents états financiers intermédiaires consolidés condensés non audités et les notes y afférentes reflètent l'évaluation par la société des événements postérieurs à la date de clôture jusqu'au 8 novembre 2024, date de publication des états financiers intermédiaires consolidés condensés non audités.