

EMERA INC.

**États financiers intermédiaires
consolidés condensés non audités
30 septembre 2023 et 2022**

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	
	2023	2022	2023	2022
Produits d'exploitation				
Activités à tarifs réglementés – Électricité	1 598 \$	1 489 \$	4 333 \$	4 111 \$
Activités à tarifs réglementés – Gaz	257	338	1 100	1 179
Activités à tarifs non réglementés	(115)	8	158	(60)
Total des produits d'exploitation (note 5)	1 740	1 835	5 591	5 230
Charges d'exploitation				
Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	530	612	1 401	1 630
Coût réglementé du gaz naturel	58	149	392	554
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	497	399	1 398	1 164
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	117	98	326	275
Amortissement	266	238	785	698
Total des charges d'exploitation	1 468	1 496	4 302	4 321
Bénéfice d'exploitation	272	339	1 289	909
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites (note 7)	32	32	103	92
Autres produits nets (charges nettes)	15	(1)	107	43
Intérêts débiteurs nets (note 8)	235	184	684	503
Bénéfice avant provision pour impôts sur les bénéfices	84	186	815	541
(Recouvrement) charge d'impôts sur les bénéfices (note 9)	(34)	2	77	31
Bénéfice net	118	184	738	510
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	1	1	1	1
Dividendes sur actions privilégiées	16	16	48	47
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	101 \$	167 \$	689 \$	462 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions) (note 11)				
De base	273,6	266,6	272,2	264,3
Dilué	273,8	267,0	272,5	264,8
Résultat par action ordinaire (note 11)				
De base	0,37 \$	0,63 \$	2,53 \$	1,75 \$
Dilué	0,37 \$	0,63 \$	2,53 \$	1,74 \$
Dividendes sur actions ordinaires déclarés	0,6900 \$	0,6625 \$	2,0700 \$	1,9875 \$

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	
	2023	2022	2023	2022
Bénéfice net	118 \$	184 \$	738 \$	510 \$
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts				
Écart de conversion ¹	233	616	(14)	763
(Pertes latentes) gains latents sur les couvertures de placements nets ^{2, 3}	(33)	(95)	3	(116)
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)
Incidence nette des couvertures de flux de trésorerie	(1)	(1)	(1)	(2)
Pertes latentes sur les placements disponibles à la vente	-	(1)	-	(1)
Variation nette de l'obligation non comptabilisée au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	1	2	(4)	(6)
Autres éléments du résultat étendu ⁴	200 \$	521 \$	(16) \$	638 \$
Résultat étendu	318	705	722	1 148
Résultat étendu attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	1	1	1	1
Résultat étendu d'Emera Inc.	317 \$	704 \$	721 \$	1 147 \$

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

- 1) Déduction faite de la charge d'impôts de 3 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2023 (charge d'impôts de 10 millions de dollars en 2022) et du recouvrement d'impôts de 4 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2023 (charge d'impôts de 10 millions de dollars en 2022).
- 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 de la charge d'impôts de néant pour les trois mois clos le 30 septembre 2023 (recouvrement d'impôts de 2 millions de dollars en 2022) et de la charge d'impôts de néant pour les neuf mois clos le 30 septembre 2023 (recouvrement d'impôts de 6 millions de dollars en 2022).
- 4) Déduction faite de la charge d'impôts de 3 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2023 (charge d'impôts de 8 millions de dollars en 2022) et du recouvrement d'impôts de 4 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2023 (charge d'impôts de 4 millions de dollars en 2022).

Emera Inc.

Bilans consolidés condensés (non audité)

Aux en millions de dollars	30 septembre 2023	31 décembre 2022
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	254 \$	310 \$
Liquidités soumises à restrictions (note 23)	19	22
Stocks	840	769
Instruments dérivés (notes 13 et 14)	220	296
Actifs réglementaires (note 6)	391	602
Débiteurs et autres actifs à court terme (note 16)	1 651	2 897
	3 375	4 896
Immobilisations corporelles , déduction faite de l'amortissement cumulé respectivement de 10 011 \$ et 9 574 \$	24 215	22 996
Autres actifs		
Impôts sur les bénéfices reportés (note 9)	243	237
Instruments dérivés (notes 13 et 14)	59	100
Actifs réglementaires (note 6)	2 789	3 018
Placement net dans des contrats de location-financement et de location-vente	589	604
Placements sous influence notable (note 7)	1 418	1 418
Écart d'acquisition	6 001	6 012
Autres actifs à long terme	458	461
	11 557	11 850
Total de l'actif	39 147 \$	39 742 \$
Passif et capitaux propres		
Passif à court terme		
Dette à court terme (note 18)	2 666 \$	2 726 \$
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 19)	676	574
Créditeurs	1 424	2 025
Instruments dérivés (notes 13 et 14)	392	888
Passifs réglementaires (note 6)	225	495
Autres passifs à court terme	490	579
	5 873	7 287
Passif à long terme		
Dette à long terme (note 19)	16 243	15 744
Impôts sur les bénéfices reportés (note 9)	2 365	2 196
Instruments dérivés (notes 13 et 14)	88	190
Passifs réglementaires (note 6)	1 683	1 778
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 17)	251	281
Autres passifs à long terme (note 7)	860	825
	21 490	21 014
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 10)	7 993	7 762
Actions privilégiées cumulatives	1 422	1 422
Surplus d'apport	82	81
Cumul des autres éléments du résultat étendu «CAÉRE» (note 12)	562	578
Bénéfices non répartis	1 711	1 584
Total des capitaux propres d'Emera Inc.	11 770	11 427
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	14	14
Total des capitaux propres	11 784	11 441
Total du passif et des capitaux propres	39 147 \$	39 742 \$

Engagements et autres éventualités (note 20)

Approuvé au nom du conseil d'administration

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

«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	
	2023	2022
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	738 \$	510 \$
Rajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie d'exploitation :		
Amortissement	794	703
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites, déduction faite des dividendes	(17)	(43)
Provision pour fonds sous forme de capitaux propres utilisés pendant la construction	(27)	(37)
Impôts sur les bénéfices reportés, montant net	57	7
Variation nette des obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	(56)	(40)
Mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible	(35)	(185)
Variation nette de la juste valeur des instruments dérivés	(633)	804
Variation nette des actifs et passifs réglementaires	387	(471)
Variation nette de la capacité de transport capitalisée	556	(620)
Autres activités d'exploitation, montant net	49	178
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement (note 22)	5	149
Flux de trésorerie d'exploitation, montant net	1 818	955
Activités d'investissement		
Ajouts d'immobilisations corporelles	(2 063)	(1 704)
Autres activités d'investissement	18	19
Flux de trésorerie d'investissement, montant net	(2 045)	(1 685)
Activités de financement		
Variation nette de la dette à court terme	47	661
Produit tiré de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission	537	772
Remboursement de la dette à long terme	(113)	(359)
Produit net (remboursements) en vertu des facilités de crédit consenties	93	(82)
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission	23	256
Dividendes sur actions ordinaires	(358)	(352)
Dividendes sur actions privilégiées	(48)	(47)
Autres activités de financement	(15)	(5)
Flux de trésorerie de financement, montant net	166	844
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à restrictions	2	18
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restrictions	(59)	132
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions au début de la période	332	417
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions à la fin de la période	273 \$	549 \$
La trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à restrictions se composent de ce qui suit :		
Trésorerie	250 \$	360 \$
Placements à court terme	4	166
Liquidités soumises à restrictions	19	23
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions	273 \$	549 \$

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	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)
Actions émises aux termes 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 régime d'achat d'actions ordinaires 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)
Actions émises 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 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.

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 2022							
Solde au 30 juin 2022	7 509 \$	1 422 \$	80 \$	142 \$	1 295 \$	14 \$	10 462 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	183	1	184
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite de la charge d'impôts de 8 millions de dollars	-	-	-	521	-	-	521
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées ¹	-	-	-	-	(16)	-	(16)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (0,6625 \$ par action)	-	-	-	-	(176)	-	(176)
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	105	-	-	-	-	-	105
Actions émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite des escomptes	54	-	-	-	-	-	54
Options exercées en vertu du régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants, et régime d'achat d'actions ordinaires à l'intention des employés	7	-	-	-	-	-	7
Divers	-	-	-	-	(1)	(1)	(2)
Solde au 30 septembre 2022	7 675 \$	1 422 \$	80 \$	663 \$	1 285 \$	14 \$	11 139 \$
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022							
Solde au 31 décembre 2021	7 242 \$	1 422 \$	79 \$	25 \$	1 348 \$	34 \$	10 150 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	509	1	510
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite de la charge d'impôts de 4 millions de dollars	-	-	-	638	-	-	638
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées ²	-	-	-	-	(47)	-	(47)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (1,9875 \$ par action)	-	-	-	-	(524)	-	(524)
Cession de la participation ne donnant pas le contrôle dans Dominica Electricity Services Ltd. («Domlec»)	-	-	-	-	-	(20)	(20)
Émission d'actions ordinaires dans le cadre du programme d'émission d'ACM, déduction faite des frais d'émission après impôts	233	-	-	-	-	-	233
Actions émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite des escomptes	171	-	-	-	-	-	171
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	29	-	1	-	-	-	30
Divers	-	-	-	-	(1)	(1)	(2)
Solde au 30 septembre 2022	7 675 \$	1 422 \$	80 \$	663 \$	1 285 \$	14 \$	11 139 \$

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

- 1) 0,1364 \$ par action de série A; 0,1803 \$ 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; 0,4326 \$ 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 2023 et 2022

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 2023, 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,
 - Emera Newfoundland & Labrador Holdings Inc. («ENL»), qui est constituée de deux placements dans des actifs de transport d'une centrale hydroélectrique de 824 mégawatts («MW») située sur le cours inférieur du fleuve Churchill, à Muskrat Falls, au Labrador, et aménagée par Nalcor Energy. Les deux placements d'ENL sont les suivants :
 - un placement de 100 % dans NSP Maritime Link Inc. («NSPML»), qui a aménagé le lien maritime, soit un projet de transport de 1,8 milliard de dollars, incluant la PFUPC,
 - un placement de 31 % dans le capital de Labrador-Island Link Limited Partnership («LIL»), projet de transport d'électricité de 3,7 milliards de dollars à Terre-Neuve-et-Labrador;
- 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. À compter du 1^{er} janvier 2023, Peoples Gas System a cessé d'être une division de Tampa Electric Company et le service public de gaz a été restructuré, ce qui a entraîné une entité juridique séparée, Peoples Gas System Inc., une filiale en propriété exclusive de TECO Gas Operations Inc.,
 - 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,
 - 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 sur l'île de la Barbade,
 - Grand Bahama Power Company Limited («GBPC»), entreprise de services publics d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement sur 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, se composant de ce qui suit :
 - 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 dans le nord-ouest du Massachusetts;
 - Emera US Finance LP («Emera Finance») et TECO Finance, Inc. («TECO Finance»), filiales de financement d'Emera,
 - Block Energy LLC (antérieurement Emera Technologies 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 2022 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 2023.

Tous les montants sont présentés en dollars canadiens, 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. 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 2022 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 ASU publiées par le FASB, mais qui ne sont pas encore en vigueur, ont été évaluées et jugées non applicables pour la société ou comme ayant une incidence non significative sur les états financiers intermédiaires consolidés condensés non audités.

3. CESSIONS

Le 31 mars 2022, Emera a conclu la vente de sa participation de 51,9 % dans Domlec pour un produit correspondant approximativement à sa valeur comptable. Domlec était incluse dans le secteur isolable Autres entreprises de services publics d'électricité de la société jusqu'à la date de la vente. La vente n'a pas eu d'incidence significative sur les résultats.

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'infra- structure	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 dans les filiales	-	-	-	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	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 dans les filiales	-	-	-	1	-	-	1
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	-	48	-	48
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	512 \$	179 \$	155 \$	31 \$	(188) \$	- \$	689 \$
Au 30 septembre 2023							
Total de l'actif	21 467 \$	8 414 \$	7 671 \$	1 334 \$	1 518 \$	(1 257) \$	39 147 \$

- 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.

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'infra- structure	Autres entreprises de services publics d'électricité	Divers	Éliminations inter- sectorielles	Total
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2022							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	982 \$	370 \$	343 \$	136 \$	4 \$	- \$	1 835 \$
Produits intersectoriels ¹	2	-	1	-	(9)	6	-
Total des produits d'exploitation	984	370	344	136	(5)	6	1 835
Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	353	185	-	75	-	(1)	612
Coût réglementé du gaz naturel	-	-	149	-	-	-	149
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	161	74	94	31	40	(1)	399
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	67	11	19	-	1	-	98
Amortissement	129	65	28	14	2	-	238
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	-	20	6	1	5	-	32
Autres produits nets (charges nettes)	16	7	4	(1)	(19)	(8)	(1)
Intérêts débiteurs nets ²	49	34	21	5	75	-	184
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	42	(11)	10	-	(39)	-	2
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	-	-	-	1	-	-	1
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	-	16	-	16
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	199 \$	39 \$	33 \$	10 \$	(114) \$	- \$	167 \$
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	2 471 \$	1 254 \$	1 191 \$	386 \$	(72) \$	- \$	5 230 \$
Produits intersectoriels ¹	5	-	4	-	7	(16)	-
Total des produits	2 476	1 254	1 195	386	(65)	(16)	5 230
Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	813	603	-	217	-	(3)	1 630
Coût réglementé du gaz naturel	-	-	554	-	-	-	554
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	450	249	270	93	114	(12)	1 164
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	177	32	62	2	2	-	275
Amortissement	373	192	81	46	6	-	698
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	-	64	15	3	10	-	92
Autres produits nets (charges nettes)	44	18	11	(2)	(29)	1	43
Intérêts débiteurs nets ²	127	99	57	14	206	-	503
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	108	(8)	48	-	(117)	-	31
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	-	-	-	1	-	-	1
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	-	47	-	47
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	472 \$	169 \$	149 \$	14 \$	(342) \$	- \$	462 \$
Au 31 décembre 2022							
Total de l'actif	21 053 \$	8 223 \$	7 737 \$	1 337 \$	2 835 \$	(1 443) \$	39 742 \$

- 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 4 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2022 et de 10 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022.

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'infrastructure		Éliminations inter-sectorielles	Total
en millions de dollars					Divers		
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 :							
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	-	-	-	-
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 loyers, 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.

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

4) Comprend 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		Total
	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'infrastructure	Divers	Éliminations inter-sectorielles	
en millions de dollars							
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2022							
Produits tirés des activités à tarifs réglementés :							
Secteur résidentiel	581 \$	157 \$	49 \$	125 \$	- \$	- \$	912 \$
Secteur commercial	253	99	73	91	-	1	517
Secteur industriel	60	98	10	23	-	(4)	187
Autres entreprises de services publics d'électricité	102	7	(2)	-	-	-	107
Reports réglementaires	(15)	-	4	-	-	-	(11)
Divers ¹	3	9	2	86	-	-	100
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	15	-	-	15
Produits tirés des activités à tarifs réglementés	984	370	136	340	-	(3)	1 827
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés :							
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	-	24	-	24
Autres activités à tarifs non réglementés	-	-	-	4	3	(3)	4
Réévaluation à la valeur de marché ³	-	-	-	-	(32)	12	(20)
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	-	-	-	4	(5)	9	8
Total des produits d'exploitation	984 \$	370 \$	136 \$	344 \$	(5) \$	6 \$	1 835 \$
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022							
Produits tirés des activités à tarifs réglementés :							
Secteur résidentiel	1 367 \$	624 \$	137 \$	541 \$	- \$	- \$	2 669 \$
Secteur commercial	644	318	209	323	-	-	1 494
Secteur industriel	165	266	25	60	-	(4)	512
Autres entreprises de services publics d'électricité	309	21	5	-	-	-	335
Reports réglementaires	(22)	-	4	-	-	-	(18)
Divers ¹	13	25	6	215	-	(5)	254
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	44	-	-	44
Produits tirés des activités à tarifs réglementés	2 476	1 254	386	1 183	-	(9)	5 290
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés :							
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	-	71	-	71
Autres activités à tarifs non réglementés	-	-	-	12	13	(9)	16
Réévaluation à la valeur de marché ³	-	-	-	-	(149)	2	(147)
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	-	-	-	12	(65)	(7)	(60)
Total des produits d'exploitation	2 476 \$	1 254 \$	386 \$	1 195 \$	(65) \$	(16) \$	5 230 \$

- 1) Le secteur Divers comprend les loyers, 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.
- 3) Produits qui ne correspondent pas à des produits tirés de contrats conclus avec des clients.
- 4) Comprend 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 2023, le prix de transaction affecté aux obligations de prestation qui restaient à remplir totalisait 461 millions de dollars (465 millions de dollars en 2022). Ce montant comprend les obligations de prestation futures de 137 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 2043.

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 7 des états financiers consolidés audités annuels de 2022 d'Emera. Des mises à jour concernant les cadres réglementaires sont présentées ci-dessous.

Aux en millions de dollars	30 septembre 2023	31 décembre 2022
Actifs réglementaires		
Actifs réglementaires d'impôts reportés	1 225 \$	1 166 \$
Recouvrement par TEC des coûts d'investissement liés à la mise hors service anticipée d'actifs	674	674
Clauses de recouvrement des coûts	284	707
Régime de retraite et régime d'avantages complémentaires de retraite – soins de santé	371	369
Mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible	343	307
Provision pour tempêtes par TEC	53	103
Reports liés aux instruments dérivés	28	30
Mesures environnementales correctives	28	27
Recouvrement des coûts irrécupérables	27	27
Coûts de remise en état liés aux tempêtes par GBPC	26	35
Recouvrement par NMGC des coûts du gaz liés à un fait hivernal	24	69
Divers	97	106
	3 180 \$	3 620 \$
À court terme	391 \$	602 \$
À long terme	2 789	3 018
Total des actifs réglementaires	3 180 \$	3 620 \$
Passifs réglementaires		
Provision cumulée – coûts d'enlèvement	886 \$	895 \$
Passifs réglementaires d'impôts reportés	846	877
Reports liés aux instruments dérivés	71	230
Clauses de recouvrement des coûts	61	70
Fonds d'autoassurance par BLPC («FAS») (note 23)	30	30
Règlement des couvertures du gaz de NMGC	-	162
Divers	14	9
	1 908 \$	2 273 \$
À court terme	225 \$	495 \$
À long terme	1 683	1 778
Total des passifs réglementaires	1 908 \$	2 273 \$

Entreprise de services publics d'électricité en Floride

Provision pour tempêtes par TEC :

Le 23 janvier 2023, TEC a demandé le recouvrement de l'actif réglementaire au titre de la provision pour tempêtes auprès de la Florida Public Service Commission («FPSC») ainsi que la reconstitution du solde de la provision pour tempêtes au niveau de provision pour tempêtes approuvé précédemment de 56 millions \$ US, pour un total de 131 millions \$ US. La surcharge visant le recouvrement des coûts pour tempêtes a été approuvée par la FPSC le 7 mars 2023, et TEC a commencé à l'appliquer sur les factures d'avril 2023. Par la suite, le 9 novembre 2023, la FPSC a approuvé la demande de TEC, déposée le 16 août 2023, visant à faire passer le recouvrement total des coûts pour tempêtes à 134 millions \$ US. Elle a également modifié la période de recouvrement du solde prévu de 29 millions \$ US au 31 décembre 2023, la faisant passer des trois premiers mois de 2024 aux douze mois de 2024. Le recouvrement des coûts pour tempêtes est assujéti à un examen des coûts sous-jacents par mesure de prudence par la FPSC, et la FPSC devrait rendre une ordonnance au cours du troisième trimestre de 2024.

Au cours du troisième trimestre de 2023, TEC a été touchée par l'ouragan Idalia. Les coûts connexes de remise en état pour tempêtes s'élevaient à 36 millions \$ US, qui ont été imputés à l'actif réglementaire au titre de la provision pour tempêtes, ce qui a eu une incidence négligeable sur les résultats.

Recouvrement du combustible :

Le 23 janvier 2023, TEC a demandé un rajustement de ses charges liées au combustible afin de recouvrer le sous-recouvrement du combustible pour 2022, d'un montant de 518 millions \$ US, sur une période de 21 mois. La demande concernait également un rajustement des coûts du combustible projetés pour 2023, à savoir une réduction projetée de 170 millions \$ US pour le reste de 2023, dans le but de refléter la baisse des prix du gaz naturel depuis septembre 2022. Les modifications ont été approuvées par la FPSC le 7 mars 2023 et sont entrées en vigueur le 1^{er} avril 2023.

Entreprises de services publics d'électricité au Canada

NSPI

Ouragan Fiona :

Le 31 octobre 2023, NSPI a présenté une demande à la Nova Scotia Utility and Review Board (la «Régie») pour reporter 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. NSPI cherche à obtenir l'amortissement des coûts sur une période devant être approuvée par la Régie dans le cadre d'un prochain processus d'établissement des tarifs. Au 30 septembre 2023, le montant de 25 millions de dollars était reporté au titre des autres actifs à long terme, en attente de l'approbation de la Régie. Une décision de la Régie est attendue en 2024.

Avenant en matière de tempêtes par NSPI :

Le 16 septembre 2023, la Nouvelle-Écosse a été frappée par la tempête post-tropicale Lee et, par conséquent, environ 280 000 clients ont perdu de l'électricité. Le coût total de remise en état lié aux tempêtes s'est élevé à 19 millions de dollars, dont 10 millions de dollars ont été imputés aux charges d'exploitation et d'entretien et charges générales, 5 millions de dollars, aux immobilisations corporelles et 4 millions de dollars, à l'avenant en matière de tempêtes approuvé par la Régie. L'avenant relatif aux tempêtes pour 2023, 2024 et 2025 permet à NSPI de présenter une demande à la Régie pour le report et le recouvrement de coûts si les charges de remise en état liées aux tempêtes dépassent environ 10 millions de dollars au cours d'une année donnée. La demande de report de l'avenant est présentée dans l'année qui suit celle des coûts engagés, le recouvrement commençant dans l'année qui suit celle de la demande.

Tarification de la demande active d'un client industriel de grande envergure :

Le 5 juillet 2023, NSPI a reçu l'approbation de la Régie afin de modifier la méthode selon laquelle est calculé le recouvrement des coûts du combustible auprès d'un client industriel. En raison de l'importante volatilité des prix des produits de base en 2022, l'ancienne méthode n'établissait pas de manière raisonnable le coût du combustible pour servir ce client. La modification de la méthode, en vigueur le 1^{er} janvier 2022, entraîne un transfert des coûts du combustible de ce client industriel au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible. Cet ajustement a été consigné dans le deuxième trimestre de 2023 entraînant une augmentation de 51 millions de dollars au titre de l'actif réglementaire lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible et une diminution correspondante au titre des produits non facturés dans Débiteurs et autres actifs à court terme. Ce rajustement a eu une incidence négligeable sur les résultats.

Demande de hausse tarifaire générale :

Le 27 mars 2023, la Régie a émis une ordonnance finale dans laquelle elle approuve les nouveaux tarifs d'électricité liés à l'entente de règlement relative à la demande de hausse tarifaire générale entre NSPI, des représentants de ses principaux clients et des groupes d'intérêt. Les nouveaux tarifs d'électricité sont entrés en vigueur le 2 février 2023.

Programme de plafonnement et d'échange de la Nouvelle-Écosse :

Au 31 décembre 2022, le mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible comprenait un montant cumulé de 166 millions de dollars en coûts du combustible lié à l'achat non comptabilisé de crédits d'émissions et un montant de 6 millions de dollars lié à des crédits achetés dans le cadre d'enchères provinciales. Le 16 mars 2023, la province de la Nouvelle-Écosse a modifié son programme de plafonnement et d'échange, attribuant à NSPI des quotas d'émissions supplémentaires suffisants pour être conforme pour la période de 2019 à 2022. Les coûts de conformité comptabilisés de 166 millions de dollars liés à l'achat de crédits d'émissions ont été récupérés au premier trimestre de 2023. Les crédits que NSPI a achetés dans le cadre d'enchères provinciales totalisant 6 millions de dollars ne seront pas remboursés et NSPI ne prévoit pas d'autres coûts liés au programme de plafonnement et d'échange de la Nouvelle-Écosse.

NSPML

En décembre 2022, 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 2023, sujet à une retenue mensuelle allant jusqu'à 2 millions de dollars, qui passera à 4 millions de dollars à compter de décembre 2023.

Le 4 octobre 2023, la Régie a rendu sa décision sur la répartition de la retenue de 18 millions de dollars (14 millions de dollars liés à 2022 et 4 millions de dollars liés au premier trimestre de 2023) liée au lien maritime. La Régie a déterminé que toutes les livraisons au titre du bloc de la Nouvelle-Écosse, y compris l'énergie de remplacement, doivent être prises en compte dans le montant de la retenue. Ainsi, une tranche de 12 millions de dollars de la retenue comptabilisée antérieurement demeure créditée aux clients dans le cadre du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible de NSPI, le solde étant versé à NSPML et comptabilisé au titre du résultat des placements dans des sociétés satellites d'Emera, sous réserve d'un dépôt de conformité. La Régie a également confirmé que la retenue cessera une fois que 90 % des livraisons auront été effectuées pendant 12 mois consécutifs et que le solde net des livraisons non effectuées sera inférieur à 10 % du montant annuel fixé par des contrats au titre du bloc de la Nouvelle-Écosse. En outre, la Régie a augmenté le montant de la retenue mensuelle, qui est passé de 2 millions de dollars à 4 millions de dollars à compter du 1^{er} décembre 2023. Une ordonnance finale devrait être rendue par la Régie relativement au dépôt de conformité au quatrième trimestre de 2023.

NSPML n'a pas comptabilisé de retenue additionnelle au troisième trimestre de 2023, sous réserve de la confirmation de la Régie et de l'octroi d'un allègement par la Régie en septembre en raison d'une interruption planifiée de LIL.

Le 11 août 2023, NSPML a présenté à la Régie une demande visant à recouvrer environ 164 millions de dollars des coûts du lien maritime pour 2024. Une décision devrait être rendue au quatrième trimestre de 2023.

Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure

PGS

Le 4 avril 2023, PGS a déposé une demande de révision des tarifs auprès de la FPSC et une audience relative à cette question a eu lieu en septembre 2023. Le 9 novembre 2023, la FPSC a approuvé une augmentation de 118 millions de dollars américains des produits tirés du tarif de base, ce qui comprend un montant de 11 millions de dollars américains transféré de l'avenant de remplacement des conduites en fonte et en acier brut, pour une augmentation additionnelle nette de 107 millions de dollars américains des produits tirés du tarif de base. Cette augmentation reflète un rendement des capitaux propres ayant un point médian de 10,15 %, selon une structure du capital autorisée de 54,7 %. Une ordonnance finale reflétant les nouveaux tarifs devrait être rendue en décembre 2023, les nouveaux tarifs devant entrer en vigueur en janvier 2024.

NMGC

Le 14 septembre 2023, NMGC a déposé une demande de révision des tarifs auprès de la New Mexico Public Regulation Commission («NMPRC»), lesquels s'appliqueraient à compter d'octobre 2024. NMGC a demandé une augmentation de 49 millions \$ US des produits annuels tirés du tarif de base en raison principalement de la hausse des coûts d'exploitation et des investissements de capital dans les projets de gazoducs et l'infrastructure s'y rattachant. La demande comprend un rendement des capitaux propres de 10,5 %. Une ordonnance finale devrait être rendue par la NMPRC au troisième trimestre de 2024.

Autres entreprises de services publics d'électricité

BLPC

Programme de transition vers l'énergie propre (le «PTEP») :

Le 31 mai 2023, la Fair Trading Commission, Barbados (la «FTC») a approuvé la demande de BLPC d'établir un mécanisme de recouvrement des coûts de rechange afin de recouvrer les coûts prudemment engagés liés à son PTEP (la «décision»). Le mécanisme vise à faciliter le recouvrement en temps opportun des coûts entre les demandes tarifaires liés aux actifs d'énergie renouvelable approuvés. BLPC devra présenter une demande distincte pour le recouvrement des coûts de chaque actif dans le cadre du mécanisme de recouvrement des coûts, ce qui respecte les critères minimaux établis dans la décision. Le 5 octobre 2023, BLPC a présenté une demande à la FTC pour recouvrer les coûts liés à un système de stockage dans des batteries au moyen du PTEP.

Demande de hausse tarifaire générale :

Le 4 octobre 2021, BLPC a présenté à la FTC une demande de hausse tarifaire générale. Le 16 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. L'allègement tarifaire provisoire est en vigueur du 16 septembre 2022 jusqu'à l'établissement des tarifs définitifs. Le 15 février 2023, la FTC a rendu une décision concernant la demande de hausse tarifaire de BLPC 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, une directive pour l'établissement de passifs réglementaires d'environ 50 millions \$ US associés au FAS, des avantages d'exercices antérieurs comptabilisés sur la réévaluation des impôts reportés de 5 millions \$ US, et des actifs réglementaires liés à la dépréciation accumulée de 11 millions \$ US. La FTC a également demandé un dépôt de conformité avant d'établir les tarifs finaux, qui a été soumis par BLPC le 8 mars 2023. Le 7 mars 2023, BLPC a présenté une requête pour une révision et une modification de la décision de la FTC et demandé une suspension de la décision. La FTC a déterminé qu'elle entendra la requête pour une révision dans le cadre d'une audience orale, et les parties ont été invitées à présenter et à échanger leurs observations

écrites sur ces questions au cours du deuxième trimestre de 2023. Le 12 mai 2023, la FTC a accordé la suspension de la décision jusqu'au moment de la décision relative à la révision et à la modification de la décision. La requête a été entendue en août 2023 et BLPC attend la décision de la FTC. BLPC s'attend à une décision finale de la FTC au quatrième trimestre de 2024.

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		Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites pour les neuf mois clos les		Pourcentage de participation
	30 sept. 2023	31 déc. 2022	30 sept. 2023	30 sept. 2022	30 sept. 2023	30 sept. 2022	
LIL ¹	750 \$	740 \$	16 \$	15 \$	47 \$	43 \$	31,0
NSPML	497	501	13	5	34	21	100,0
M&NP ²	122	128	5	6	16	15	12,9
Lucelec ²	49	49	1	1	2	3	19,5
Bear Swamp ³	-	-	(3)	5	4	10	50,0
	1 418 \$	1 418 \$	32 \$	32 \$	103 \$	92 \$	

- 1) Emera détient en propriété indirecte la totalité des parts de catégorie B de LIL, soit 24,5 % du total des parts émises. Le pourcentage de la participation d'Emera dans LIL est susceptible de changer selon les investissements qu'Emera et Nalcor Energy devront continuer d'effectuer pour mener à bien la construction de LIL. Le pourcentage ultime du placement d'Emera dans LIL sera déterminé lors de l'établissement des coûts finaux au titre de tous les projets de transport liés aux projets de mise en valeur à Muskrat Falls, y compris les projets de LIL, des actifs de transport du Labrador et du lien maritime, de sorte que le total du placement d'Emera dans le lien maritime et LIL corresponde à 49 % des coûts de tous ces projets de transport.
- 2) Bien que le pourcentage de sa participation dans ces entités soit relativement faible, 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. Par conséquent, Emera comptabilise son placement dans ces entités selon la méthode de la mise en équivalence.
- 3) Le solde du placement dans Bear Swamp est créancier, principalement en raison d'une distribution de 179 millions de dollars reçue en 2015. Le solde créancier du placement dans Bear Swamp de 91 millions de dollars (95 millions de dollars en 2022) est comptabilisé dans les «Autres passifs à long terme» dans les bilans consolidés condensés.

Emera comptabilise sa quote-part des droits variables dans NSPML comme un placement dans une société satellite (note 23). Le tableau qui suit résume le bilan consolidé de NSPML :

Aux en millions de dollars	30 septembre 2023	31 décembre 2022
Actif à court terme	46 \$	17 \$
Immobilisations corporelles	1 486	1 517
Actifs réglementaires	268	265
Actif à long terme	29	29
Total de l'actif	1 829 \$	1 828 \$
Passif à court terme	59 \$	48 \$
Dette à long terme ¹	1 129	1 149
Passif à long terme	144	130
Capitaux propres	497	501
Total du passif et des capitaux propres	1 829 \$	1 828 \$

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

8. 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	
	2023	2022	2023	2022
Intérêts sur la dette	244 \$	189 \$	706 \$	514 \$
Provision pour fonds empruntés utilisés pendant la construction	(4)	(6)	(11)	(15)
Divers	(5)	1	(11)	4
	235 \$	184 \$	684 \$	503 \$

9. 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	
	2023	2022	2023	2022
Bénéfice avant provision pour impôts sur les bénéfices	84 \$	186 \$	815 \$	541 \$
Taux d'imposition prévu par la loi	29 %	29 %	29 %	29 %
Impôts sur les bénéfices au taux d'imposition prévu par la loi	24	54	236	157
Impôts reportés sur les bénéfices réglementés comptabilisés comme actifs réglementaires et passifs réglementaires	(8)	(20)	(53)	(55)
Variation du taux d'impôt étranger	(14)	(14)	(33)	(30)
Amortissement des passifs réglementaires d'impôts sur les bénéfices reportés	(16)	(14)	(32)	(27)
Crédits d'impôt	(15)	(3)	(32)	(7)
Incidence fiscale de la quote-part du bénéfice dans des sociétés satellites	(4)	(2)	(11)	(7)
Divers	(1)	1	2	-
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	(34) \$	2 \$	77	31 \$
Taux d'imposition effectif	(40) %	1 %	9 %	6 %

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 aux technologies propres qui entreront en vigueur en 2025. Au 30 septembre 2023, la société a comptabilisé un passif réglementaire de 26 millions de dollars conformément à son obligation de transférer aux clients les économies d'impôt supplémentaires réalisées.

10. ACTIONS ORDINAIRES

Autorisées : Nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale

Émises et en circulation :	En millions d'actions	En millions de dollars
Solde au 31 décembre 2022	269,95	7 762 \$
Émises en vertu du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite de l'escompte	3,84	205
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	0,51	26
Solde au 30 septembre 2023	274,30	7 993 \$

Programme d'émission d'actions au cours du marché

Le 3 octobre 2023, Emera a déposé un prospectus préalable de base simplifié, principalement à l'appui du renouvellement prévu de son programme d'émission d'actions au cours du marché («ACM») au cours du quatrième trimestre de 2023, qui permettra à la société d'émettre de nouvelles actions ordinaires jusqu'à concurrence d'une valeur de 600 millions de dollars au public à l'occasion, au cours du marché en vigueur, au gré de la société. Le programme ACM sera renouvelé dès le dépôt d'un supplément de prospectus au prospectus préalable de base simplifié de la société et d'une convention de distribution des capitaux propres. Une fois renouvelé, ce programme devrait demeurer en vigueur jusqu'au 4 novembre 2025.

11. 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	
	2023	2022	2023	2022
Numérateur				
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	100,6 \$	167,1 \$	688,5 \$	461,6 \$
Numérateur – résultat dilué	100,6	167,1	688,5	461,6
Dénominateur				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	273,6	266,6	272,2	264,3
Rémunération à base d'actions	0,2	0,4	0,3	0,5
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	273,8	267,0	272,5	264,8
Résultat par action ordinaire				
De base	0,37 \$	0,63 \$	2,53 \$	1,75 \$
Dilué	0,37 \$	0,63 \$	2,53 \$	1,74 \$

12. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

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

en millions de dollars	Gain latent (perte latente) à la conversion des comptes d'établisse- ments 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 comptabilisés des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Total du CAÉRE
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 CAÉRE	-	-	(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 \$
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022						
Solde au 1 ^{er} janvier 2022	10 \$	35 \$	18 \$	(1) \$	(37) \$	25 \$
Autres éléments du résultat étendu, avant reclassements	763	(116)	-	(1)	-	646
Montants reclassés hors du CAÉRE	-	-	(2)	-	(6)	(8)
Autres éléments du résultat étendu de la période, montant net	763	(116)	(2)	(1)	(6)	638
Solde au 30 septembre 2022	773 \$	(81) \$	16 \$	(2) \$	(43) \$	663 \$

Les reclassements hors du CAÉRE sont comme suit :

Pour les en millions de dollars		Trois mois clos les 30 septembre 2023	2022	Neuf mois clos les 30 septembre 2023	2022
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					
Pertes actuarielles	Autres produits nets	- \$	2 \$	- \$	6 \$
Montant reclassé dans les obligations	Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	1	-	(4)	(12)
Total		1	2	(4)	(6)
Total des reclassements hors du CAÉRE pour la période		- \$	1 \$	(6) \$	(8) \$

13. 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. TEC et PGS n'ont aucun instrument dérivé de couverture en raison d'un moratoire de cinq ans approuvé par la FPSC sur la couverture d'achats de gaz naturel, qui doit prendre fin le 31 décembre 2024.

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 2023	31 décembre 2022	30 septembre 2023	31 décembre 2022
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	88 \$	186 \$	39 \$	42 \$
Contrats de change à terme	10	18	-	1
Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison	1	52	-	-
	99	256	39	43
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	35	89	33	77
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré, contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	332	340	567	1 224
	367	429	600	1 301
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Dérivés sur actions	-	-	17	5
Contrats de change à terme	7	5	18	23
	7	5	35	28
Total des instruments dérivés bruts	473	690	674	1 372
<i>Incidence des accords généraux de compensation visant un règlement :</i>				
Report réglementaire	(13)	(18)	(13)	(18)
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction	(181)	(276)	(181)	(276)
Incidence totale des accords généraux de compensation visant un règlement	(194)	(294)	(194)	(294)
Total des instruments dérivés	279 \$	396 \$	480 \$	1 078 \$
Court terme ¹	220	296	392	888
Long terme ¹	59	100	88	190
Total des instruments dérivés	279 \$	396 \$	480 \$	1 078 \$

1) 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. La société détient des contrats de change à terme afin de couvrir le risque de change lié aux flux de produits libellés en devises pour le gazoduc Brunswick.

Les montants liés aux couvertures de flux de trésorerie comptabilisés dans le CAÉRE se présentent comme suit :

Aux	30 septembre 2023		31 décembre 2022	
	Couverture de taux d'intérêt	Contrats de change à terme	Couverture de taux d'intérêt	Contrats de change à terme
en millions de dollars				
Total des gains latents dans le CAÉRE, déduction faite des impôts	14 \$	1 \$	16 \$	- \$

Pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2023, des gains latents respectivement de 1 million de dollars (1 million de dollars en 2022) et de 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2022) ont été reclassés du CAÉRE dans les intérêts débiteurs. La société prévoit de reclasser dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois des gains latents de 3 millions de dollars figurant actuellement dans le CAÉRE.

Au 30 septembre 2023, la société avait conclu les volumes théoriques suivants d'instruments dérivés en circulation comptabilisés comme couvertures de flux de trésorerie qui devraient être réglés comme il est décrit ci-dessous :

en millions	2023
Ventes (\$ US) de contrats de change à terme	13 \$

Report réglementaire

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

	Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	Contrats de change à terme	Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	Contrats de change à terme
en millions de dollars						
Pour les trois mois clos les						
30 septembre			2023			2022
Gain latent (perte latente) inclus dans les actifs réglementaires	- \$	11 \$	4 \$	- \$	(30) \$	1 \$
Gain latent inclus dans les passifs réglementaires	-	12	6	8	92	15
(Gain réalisé) perte réalisée inclus dans les actifs réglementaires	-	(5)	-	-	19	-
Gain réalisé inclus dans les passifs réglementaires	-	(1)	-	-	(12)	-
(Gain réalisé) perte réalisée inclus dans les stocks ¹	-	2	(1)	-	(42)	-
Gain réalisé inclus dans le combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés ²	(6)	-	-	(5)	(45)	(1)
Total des variations dans les instruments dérivés	(6) \$	19 \$	9 \$	3 \$	(18) \$	15 \$

en millions de dollars	Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	Contrats de change à terme	Contrats d'achat de 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 neuf mois clos les 30 septembre			2023			2022
Gain latent (perte latente) inclus dans les actifs réglementaires	- \$	(18) \$	1 \$	- \$	(68) \$	2 \$
Gain latent (perte latente) inclus dans les passifs réglementaires	(3)	(47)	4	47	421	17
(Gain réalisé) perte réalisée inclus dans les actifs réglementaires	-	(5)	-	-	35	-
(Gain réalisé) perte réalisée inclus dans les passifs réglementaires	-	3	-	-	(34)	-
(Gain réalisé) perte réalisée inclus dans les stocks ¹	-	7	(10)	-	(84)	4
Gain réalisé inclus dans le combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés ²	(48)	(20)	(2)	(39)	(103)	-
Divers	-	(15)	-	-	-	-
Total des variations dans les instruments dérivés	(51) \$	(95) \$	(7) \$	8 \$	167 \$	23 \$

1) (Gains réalisés) pertes réalisées qui seront comptabilisées 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 2023, 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	2023	2024-2026
<i>Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison</i>		
Gaz naturel (MBTU)	1	-
<i>Swaps et contrats d'achat à terme de gré à gré sur les produits de base</i>		
Gaz naturel (MBTU)	8	30
Électricité (MWh)	1	2
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)	72 \$	261 \$
Taux moyen pondéré	1,3347	1,3136
% de \$ US requis	98 %	33 %

Instruments dérivés détenus à des fins de transaction

La société a comptabilisé les gains (pertes) réalisés et latents 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	
	2023	2022	2023	2022
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité – produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	(2) \$	5 \$	(2) \$	9 \$
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	92	(572)	909	(644)
Total des gains (pertes) inclus dans le bénéfice net	90 \$	(567) \$	907 \$	(635) \$

Au 30 septembre 2023, 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	2023	2024	2025	2026	2027 et par la suite
Achats de gaz naturel (MBTU)	114	230	60	45	38
Ventes de gaz naturel (MBTU)	190	384	151	16	12
Achats d'électricité (MWh)	1	1	-	-	-
Ventes d'électricité (MWh)	1	1	-	-	-

Autres instruments dérivés

Au 30 septembre 2023, 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 2,8 millions d'actions et s'étend jusqu'en décembre 2023. Les contrats de change à terme, d'un montant notionnel combiné de 559 millions \$ US, viennent à échéance en 2023 jusqu'en 2025.

La société a comptabilisé les gains (pertes) réalisés et latents 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		2023		2022
Perte latente incluse dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	- \$	(20) \$	- \$	(12) \$
Perte latente incluse dans les autres produits, montants nets	(16)	-	(31)	-
Perte réalisée incluse dans les autres produits, montants nets	(2)	-	(1)	-
Total des pertes incluses dans le bénéfice net	(18) \$	(20) \$	(32) \$	(12) \$
Pour les neuf mois clos les 30 septembre		2023		2022
Perte latente incluse dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	- \$	(12) \$	- \$	(21) \$
Gain latent (perte latente) inclus dans les autres produits, montants nets	7	-	(30)	-
Perte réalisée incluse dans les autres produits, montants nets	(7)	-	(1)	-
Total des pertes incluses dans le bénéfice net	- \$	(12) \$	(31) \$	(21) \$

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 2023, les actifs financiers de la société considérés comme étant en souffrance, depuis 58 jours en moyenne, totalisaient 160 millions de dollars (131 millions de dollars au 31 décembre 2022). La juste valeur de ces actifs financiers s'élevait à 142 millions de dollars (114 millions de dollars au 31 décembre 2022), 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.

Dépôt en garantie

La position de la société au titre des dépôts en garantie comprend ce qui suit :

Aux en millions de dollars	30 septembre 2023	31 décembre 2022
Dépôts en garantie consentis à des tiers	38 \$	224 \$
Dépôts en garantie reçus de tiers	10 \$	112 \$

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 2023, la juste valeur totale des instruments dérivés en position de passif était de 480 millions de dollars (1 078 millions de dollars au 31 décembre 2022). 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.

14. 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 13), 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 2023		
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Actif			Total
<i>Report réglementaire :</i>			
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	30 \$	45 \$	- \$
Contrats de change à terme	-	10	-
Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison	-	-	1
	30	55	1
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>			
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	1	27	-
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	14	116	28
	15	143	28
<i>Autres instruments dérivés :</i>			
Contrats de change à terme	-	7	-
	-	7	-
Total de l'actif	45	205	29
Passif			
<i>Report réglementaire :</i>			
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	22	4	-
	22	4	-
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>			
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	1	27	-
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	4	36	351
	5	63	351
<i>Autres instruments dérivés :</i>			
Contrats de change à terme	-	18	-
Dérivés sur actions	17	-	-
	17	18	-
Total du passif	44	85	351
Actif (passif) net	1 \$	120 \$	(322) \$
			(201) \$

Au en millions de dollars	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	31 décembre 2022 Total
Actif				
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	120 \$	48 \$	- \$	168 \$
Contrats de change à terme	-	18	-	18
Contrats d'achat et de vente de gaz naturel prévoyant la livraison	-	-	52	52
	120	66	52	238
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	9	31	4	44
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	3	72	34	109
	12	103	38	153
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Dérivés sur actions	-	5	-	5
Total de l'actif	132	174	90	396
Passif				
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	15	9	-	24
Contrats de change à terme	-	1	-	1
	15	10	-	25
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	2	28	1	31
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	51	118	825	994
	53	146	826	1 025
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Contrats de change à terme	-	23	-	23
Dérivés sur actions	5	-	-	5
	5	23	-	28
Total du passif	73	179	826	1 078
Actif (passif) net	59 \$	(5) \$	(736) \$	(682) \$

La variation de la juste valeur des actifs financiers de niveau 3 pour les trois mois clos le 30 septembre 2023 se présente comme suit :

en millions de dollars	<u>Report réglementaire</u> Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison	<u>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</u>		Total
		Électricité	Gaz naturel	
Solde au début de la période	7 \$	- \$	25 \$	32 \$
Gains réalisés inclus dans le combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité	(6)	-	-	(6)
Total des gains réalisés et latents inclus dans les produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	-	-	3	3
Solde au 30 septembre 2023	1 \$	- \$	28 \$	29 \$

La variation de la juste valeur des passifs financiers de niveau 3 pour les trois mois clos le 30 septembre 2023 se présentait comme suit :

en millions de dollars	<u>Instruments dérivés</u>		Total
	Électricité	Gaz naturel	
Solde au début de la période	1 \$	356 \$	357 \$
Total des gains réalisés et latents inclus dans les produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	(1)	(5)	(6)
Solde au 30 septembre 2023	- \$	351 \$	351 \$

La variation de la juste valeur des actifs financiers de niveau 3 pour les neuf mois clos le 30 septembre 2023 se présente comme suit :

en millions de dollars	<u>Report réglementaire</u> Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison	<u>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</u>		Total
		Électricité	Gaz naturel	
Solde au début de la période	52 \$	4 \$	34 \$	90 \$
Gains réalisés inclus dans le combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité	(48)	-	-	(48)
Pertes latentes incluses dans les passifs réglementaires	(3)	-	-	(3)
Total des pertes réalisées et latentes incluses dans les produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	-	(4)	(6)	(10)
Solde au 30 septembre 2023	1 \$	- \$	28 \$	29 \$

La variation de la juste valeur des passifs financiers de niveau 3 pour les neuf mois clos le 30 septembre 2023 se présentait comme suit :

en millions de dollars	<u>Instruments dérivés</u>		Total
	Électricité	Gaz naturel	
Solde au début de la période	1 \$	825 \$	826 \$
Total des gains réalisés et latents inclus dans les produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	(1)	(474)	(475)
Solde au 30 septembre 2023	- \$	351 \$	351 \$

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 :

			30 septembre 2023				
Au en millions de dollars	Juste valeur		Données non observables importantes	Faible	Élevée	Moyenne pondérée ¹	
	Actif	Passif					
Report réglementaire – contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison	1 \$	- \$	Prix fixés par des tiers	3,61 \$	3,61 \$		3,61 \$
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	28	351	Prix fixés par des tiers	1,17 \$	17,85 \$		6,83 \$
Total	29 \$	351 \$					
Passif net		322 \$					

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 en millions de dollars	Valeur comptable	Juste valeur	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
30 septembre 2023	16 919 \$	14 761 \$	146 \$	14 368 \$	247 \$	14 761 \$
31 décembre 2022	16 318 \$	14 670 \$	- \$	14 284 \$	386 \$	14 670 \$

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. Une perte de change après impôts de 33 millions de dollars a été comptabilisée dans le CAÉRE pour les trois mois clos le 30 septembre 2023 (perte après impôts de 95 millions de dollars en 2022), et un gain de change après impôts de 3 millions de dollars a été comptabilisé pour les neuf mois clos le 30 septembre 2023 (perte après impôts de 116 millions de dollars en 2022).

15. 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 44 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2023 (41 millions de dollars en 2022) et à 122 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2023 (118 millions de dollars en 2022). 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 2023 (1 million de dollars en 2022) et 10 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2023 (7 millions de dollars en 2022).

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 2023 et au 31 décembre 2022.

16. DÉBITEURS ET AUTRES ACTIFS À COURT TERME

Aux en millions de dollars	30 septembre 2023	31 décembre 2022
Comptes clients – facturés	817 \$	1 096 \$
Capacité de transport capitalisée ¹	258	781
Comptes clients – non facturés	312	424
Charges payées d'avance	134	82
Impôts sur les bénéfices à recevoir	13	9
Provision pour pertes de crédit	(18)	(17)
Règlement des couvertures du gaz de NMGC à recevoir ²	-	162
Divers	135	360
Total des débiteurs et autres actifs à court terme	1 651 \$	2 897 \$

3) 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.

4) Le montant correspondant est compris dans les passifs réglementaires, étant donné que les couvertures du gaz de NMGC font partie de la clause d'ajustement des prix du gaz. Se reporter à la note 7 des états financiers consolidés audités annuels de 2022 d'Emera.

17. 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 en millions de dollars	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Régimes de retraite à prestations déterminées				
Coût des services	8 \$	10 \$	23 \$	31 \$
Coût qui n'est pas lié aux services :				
Intérêts débiteurs	27	20	83	60
Rendement prévu des actifs des régimes	(40)	(36)	(121)	(108)
Amortissement pour l'exercice considéré des :				
Pertes actuarielles	-	2	-	6
Actifs réglementaires	2	5	5	15
Règlements et compressions	2	1	2	1
Total des coûts qui ne sont pas liés aux services	(9)	(8)	(31)	(26)
Total des régimes de retraite à prestations déterminées	(1)	2	(8)	5
Régimes d'avantages complémentaires de retraite				
Coût des services	1	1	2	3
Coût qui n'est pas lié aux services :				
Intérêts débiteurs	3	3	10	7
Rendement prévu des actifs des régimes	-	(1)	(1)	(1)
Amortissement pour l'exercice considéré des :				
Gains actuariels	(1)	-	(1)	-
Actifs réglementaires	(1)	1	(3)	2
Total des coûts qui ne sont pas liés aux services	1	3	5	8
Total des régimes d'avantages complémentaires de retraite	2	4	7	11
Total des régimes de retraite à prestations déterminées	1 \$	6 \$	(1) \$	16 \$

Les cotisations d'Emera à ces régimes de retraite à prestations déterminées et régimes d'avantages complémentaires de retraite se chiffraient 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 (respectivement à 24 millions de dollars et à 55 millions de dollars pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2022). Les cotisations annuelles de l'employeur pour les régimes de retraite à prestations déterminées sont estimées à 44 millions de dollars pour 2023. Les cotisations d'Emera à ces régimes de retraite à cotisations déterminées se chiffraient 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 (respectivement à 11 millions de dollars et à 30 millions de dollars pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2022).

18. 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 2022 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 2023.

Entreprise de services publics d'électricité en Floride

Le 3 avril 2023, TEC a conclu une facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang de 364 jours de 200 millions \$ US venant à échéance le 1^{er} avril 2024. La convention de crédit comprend les déclarations et garanties d'usage, des cas de défaut, des clauses restrictives financières et d'autres clauses restrictives et porte intérêt à un taux d'intérêt variable, selon le taux Term Secured Overnight Financing («SOFR»), le taux préférentiel de Wells Fargo, le taux des fonds fédéraux ou le SOFR d'un mois, majoré d'une marge.

Le 1^{er} mars 2023, TEC a conclu une facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang de 364 jours de 200 millions \$ US venant à échéance le 28 février 2024. La facilité de crédit comprend les déclarations et garanties d'usage, des cas de défaut, des clauses restrictives financières et d'autres clauses restrictives et porte intérêt à un taux d'intérêt variable, selon le taux SOFR, le taux préférentiel de la Banque de Nouvelle-Écosse, le taux des fonds fédéraux ou le SOFR d'un mois, majoré d'une marge.

Divers

Le 18 août 2023, Emera a conclu une facilité de crédit à terme non renouvelable de 400 millions de dollars venant à échéance le 19 février 2024. L'entente de crédit comprend les déclarations et garanties d'usage, des cas de défaut, des clauses restrictives financières et d'autres clauses restrictives et porte intérêt au taux des acceptations bancaires ou au taux préférentiel, majoré d'une marge.

Le 30 juin 2023, Emera a modifié sa facilité de crédit non renouvelable et non garantie de 400 millions de dollars pour en reporter l'échéance du 2 août 2023 au 2 août 2024. Aucune autre modification n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

19. DETTE À LONG TERME

Se reporter à la note 25 des états financiers consolidés audités annuels de 2022 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 2023.

Entreprises de services publics d'électricité au Canada

Le 24 mars 2023, NSPI a émis pour 500 millions de dollars de billets non garantis. Cette émission comprenait 300 millions de dollars de billets non garantis qui portent intérêt à 4,95 % et viennent à échéance le 15 novembre 2032, et 200 millions de dollars de billets non garantis qui portent intérêt à 5,36 % et viennent à échéance le 24 mars 2053.

Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure

Le 19 octobre 2023, NMGC a émis pour 100 millions \$ US de billets non garantis de premier rang qui portent intérêt à 6,36 % et viennent à échéance le 19 octobre 2033. Le produit de cette émission a été affecté au remboursement d'emprunts à court terme. Le montant de 100 millions \$ US qui a été remboursé a été classé dans la dette à long terme au 30 septembre 2023.

Autres entreprises de services publics d'électricité

Le 24 mai 2023, GBPC a émis un prêt à terme non renouvelable de 28 millions \$ US qui porte intérêt à 4,00 % et vient à échéance le 24 mai 2028.

Divers

Le 2 mai 2023, Emera a émis pour 500 millions de dollars de billets non garantis de premier rang qui portent intérêt à 4,84 % et viennent à échéance le 2 mai 2030.

20. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

A. Engagements

Au 30 septembre 2023, 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	2023	2024	2025	2026	2027	Par la suite	Total
Transport ¹	199 \$	642 \$	498 \$	414 \$	398 \$	2 999 \$	5 150 \$
Achat d'électricité ²	74	260	241	257	306	3 591	4 729
Combustible, approvisionnement en gaz et entreposage	314	590	218	65	5	1	1 193
Projets en immobilisations	655	234	25	5	-	-	919
Engagements de placements dans des sociétés satellites ³	-	240	-	-	-	-	240
Divers	37	152	141	55	47	218	650
	1 279 \$	2 118 \$	1 123 \$	796 \$	756 \$	6 809 \$	12 881 \$

- 1) Engagements d'achat visant le transport de combustibles et la capacité de transport pour divers pipelines. Comprend un engagement de 137 millions de dollars lié à un contrat de transport de gaz entre PGS et SeaCoast venant à échéance en 2040.
- 2) Obligation annuelle d'achat de production d'électricité auprès de producteurs d'électricité indépendants ou d'autres entreprises de services publics en vertu de contrats de durées variables.
- 3) Emera s'est engagée à verser des apports en capital à LIL. Après la mise en service de LIL, les ententes commerciales entre Emera et Nalcor nécessiteront des ajustements finaux pour finaliser les obligations d'investissement respectives des parties concernant le lien maritime et LIL, ajustements qui devraient être apportés en 2024.

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 février 2022, la Régie a rendu sa décision et l'ordonnance du conseil, dans lesquelles elle approuve la demande de NSPML à l'égard de la base tarifaire pour un montant d'environ 1,8 milliard de dollars. En décembre 2022, la Régie a approuvé le recouvrement des coûts du lien maritime de 164 millions de dollars auprès de NSPI en 2023. 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.

La construction de LIL est terminée, et Newfoundland Electrical System Operator a confirmé que l'actif fonctionne adéquatement pour soutenir l'exploitation d'un système fiable et à pleine capacité à 700 MW, ce qui a été validé par le certificat de mise en service délivré par un ingénieur indépendant du gouvernement du Canada le 13 avril 2023.

Emera s'est engagée à obtenir certains droits de transport pour Nalcor, le cas échéant, afin de lui permettre de transporter l'énergie qui n'est pas autrement utilisée à Terre-Neuve-et-Labrador ou en Nouvelle-Écosse. Nalcor a le droit d'acheminer cette énergie de la Nouvelle-Écosse vers les marchés énergétiques de la Nouvelle-Angleterre 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 2023, la responsabilité financière solidaire des services publics de Floride est estimée à 17 millions de dollars (13 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» des bilans consolidés condensés. 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 la quote-part réelle des coûts de remise en état qui leur a été attribuée. 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 2022 d'Emera. Il est question des risques associés aux instruments dérivés et de l'évaluation à la juste valeur dans les notes 13 et 14. Aucune modification importante n'a été apportée aux principaux risques financiers au 30 septembre 2023.

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 2022 de la société, à l'exception des mises à jour importantes indiquées ci-après.

NSPI a renouvelé des garanties de 15 millions \$ US de diverses durées. Au 30 septembre 2023, NSPI avait des garanties en cours de 109 millions \$ US (119 millions \$ US en 2022) de diverses durées, toutes émises pour le compte de sa filiale, NS Power Energy Marking Incorporated.

La société a émis des lettres de crédit et des cautionnements d'un montant de 80 millions \$ US (145 millions \$ US au 31 décembre 2022) à l'intention de tiers qui ont consenti du crédit à Emera et à ses filiales. Ces lettres de crédit et cautionnements ont une durée de un an et sont renouvelés annuellement, au besoin.

21. ACTIONS PRIVILÉGIÉES CUMULATIVES

Se reporter à la note 28 des états financiers consolidés audités annuels de 2022 d'Emera pour des renseignements sur les actions privilégiées cumulatives, ainsi qu'au paragraphe qui suit pour des renseignements sur les activités d'actions privilégiées en 2023.

Le 6 juillet 2023, Emera a annoncé qu'elle ne rachèterait pas les 10 millions d'actions privilégiées à taux rajusté cumulatif en circulation de série C (les «actions de série C») ou les 12 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux minimal rajusté cumulatif en circulation de série H (les «actions de série H») le 15 août 2023.

Le 4 août 2023, Emera a annoncé qu'après avoir tenu compte de tous les avis de conversion reçus par les porteurs, aucune action de série C n'a été convertie en actions privilégiées de premier rang à taux variable cumulatif de série D et qu'aucune action de série H n'a été convertie en actions privilégiées de premier rang à taux variable cumulatif de série I. Les porteurs d'actions de série C ont le droit de recevoir un dividende de 6,434 % annuel sur les actions de série C au cours de la période de cinq ans commençant le 15 août 2023 et prenant fin (inclusivement) le 14 août 2028 (0,40213 \$ par action de série C par trimestre). Les porteurs d'actions de série H ont le droit de recevoir un dividende de 6,324 % annuel sur les actions de série H au cours de la période de cinq ans commençant le 15 août 2023 et prenant fin (inclusivement) le 14 août 2028 (0,39525 \$ par action de série H par trimestre).

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

Pour les en millions de dollars	Neuf mois clos les 30 septembre	
	2023	2022
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement :		
Stocks	(71) \$	(162) \$
Débiteurs et autres actifs à court terme ¹	731	(259)
Créditeurs	(541)	471
Autres passifs à court terme ²	(114)	99
Total des éléments hors caisse du fonds de roulement	5 \$	149 \$

- 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	
	2023	2022
Information supplémentaire sur les activités sans effet sur la trésorerie :		
Dividendes sur actions ordinaires réinvestis	205 \$	172 \$
Augmentation des montants à payer au titre des dépenses en immobilisations	45 \$	(8) \$
Reclassement de dette à long terme dans la dette à court terme	- \$	500 \$
Reclassement de la partie courante 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	54 \$	(459) \$
--	-------	----------

23. 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 de NSPML. Ainsi, Emera comptabilise NSPML 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 est comptabilisée au titre des autres actifs à long terme, des liquidités soumises à restrictions et des 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 contrats d'achat d'électricité 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 2023		31 décembre 2022	
	Total	Exposition	Total	Exposition
en millions de dollars	de l'actif	maximale aux pertes	de l'actif	maximale aux pertes
EDDV non consolidées dans lesquelles Emera détient des droits variables				
NSPML (comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence)	497 \$	6 \$	501 \$	6 \$

24. 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 10 novembre 2023, date de publication des états financiers intermédiaires consolidés condensés non audités.