

EMERA INC.

États financiers intermédiaires consolidés

condensés non audités

30 septembre 2020 et 2019

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

Pour les en millions de dollars canadiens (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Produits d'exploitation				
Activités à tarifs réglementés – Électricité	1 101 \$	1 220 \$	3 352 \$	3 598 \$
Activités à tarifs réglementés – Gaz	192	199	730	785
Activités à tarifs non réglementés	(130)	(120)	(113)	112
Total des produits d'exploitation (note 6)	1 163	1 299	3 969	4 495
Charges d'exploitation				
Combustible réglementé pour la production et l'achat d'électricité	319	388	1 041	1 207
Coût réglementé du gaz naturel	40	52	189	249
Combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité	(1)	(4)	3	63
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	334	367	1 046	1 076
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	81	88	243	258
Amortissement	217	226	664	678
Total des charges d'exploitation	990	1 117	3 186	3 531
Bénéfice d'exploitation	173	182	783	964
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites (note 7)	32	38	113	118
Autres produits nets (charges nettes) (note 8)	21	(8)	608	11
Intérêts débiteurs nets	163	183	520	557
Bénéfice avant provision pour impôts sur les bénéfices	63	29	984	536
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices (note 9)	(21)	(49)	284	18
Bénéfice net	84	78	700	518
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	-	1	1	3
Dividendes sur actions privilégiées	-	22	34	45
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	84 \$	55 \$	665 \$	470 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions) (note 11)				
De base	248,4	241,0	246,6	238,9
Dilué	248,7	242,4	247,0	240,3
Résultat par action ordinaire (note 11)				
De base	0,34 \$	0,23 \$	2,70 \$	1,97 \$
Dilué	0,34 \$	0,23 \$	2,69 \$	1,96 \$
Dividendes sur actions ordinaires déclarés	- \$	1,2000 \$	1,8375 \$	2,3750 \$

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

Emera Inc.

États du résultat étendu consolidés condensés (non audité)

Pour les en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Bénéfice net	84 \$	78 \$	700 \$	518 \$
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts				
Écart de conversion ¹	(189)	95	207	(243)
Gains latents (pertes latentes) sur les couvertures de placements nets ^{2, 3}	34	(19)	(41)	48
Couvertures de flux de trésorerie				
Gains (pertes) sur instruments dérivés, montant net	1	-	(1)	3
Moins : ajustement de reclassement des pertes (gains) inclus dans le bénéfice net	-	1	2	3
Incidence nette des couvertures de flux de trésorerie	1	1	1	6
Variation nette de l'obligation non comptabilisée au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite ⁴	4	3	2	11
Autres éléments du résultat étendu ⁵	(150)	80	169	(178)
Résultat étendu	(66)	158	869	340
Résultat étendu attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	1	2	2
Résultat étendu d'Emera Inc.	(66) \$	157 \$	867 \$	338 \$

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

1) Déduction faite du recouvrement d'impôts de 4 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2020 (recouvrement d'impôts de néant en 2019) et de la charge d'impôts de 2 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2020 (charge d'impôts de néant en 2019).

2) La société a désigné des billets hybrides libellés en dollars américains d'un montant de 1,2 milliard de dollars 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 2020 (charge d'impôts de néant en 2019) et du recouvrement d'impôts de 1 million de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2020 (recouvrement d'impôts de néant en 2019).

4) Déduction faite de la charge d'impôts de néant pour les trois mois clos le 30 septembre 2020 (charge d'impôts de néant en 2019) et de la charge d'impôts de néant pour les neuf mois clos le 30 septembre 2020 (charge d'impôts de 1 million de dollars en 2019).

5) Déduction faite du recouvrement d'impôts de 4 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2020 (recouvrement d'impôts de néant en 2019) et de la charge d'impôts de 1 million de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2020 (charge d'impôts de 1 million de dollars en 2019).

Emera Inc.
Bilans consolidés condensés (non audité)

Aux en millions de dollars canadiens	30 septembre 2020	31 décembre 2019
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	286 \$	222 \$
Liquidités soumises à restrictions (note 24)	49	51
Stocks	475	467
Instruments dérivés (notes 13 et 14)	61	54
Actifs réglementaires (note 15)	126	121
Débiteurs et autres actifs à court terme (note 17)	1 313	1 486
Actifs détenus en vue de la vente (note 4)	-	85
	2 310	2 486
Immobilisations corporelles , déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 8 846 \$ et 8 295 \$	19 764	18 167
Autres actifs		
Impôts sur les bénéfices reportés	238	186
Instruments dérivés (notes 13 et 14)	28	33
Actifs réglementaires (note 15)	1 421	1 431
Placement net dans un contrat de location-financement	470	473
Placements sous influence notable (note 7)	1 353	1 312
Écart d'acquisition	5 993	5 835
Autres actifs à long terme	341	300
Actifs détenus en vue de la vente (note 4)	-	1 619
	9 844	11 189
Total de l'actif	31 918 \$	31 842 \$

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

Aux en millions de dollars canadiens	30 septembre 2020	31 décembre 2019
Passif et capitaux propres		
Passif à court terme		
Dette à court terme (note 19)	1 545 \$	1 537 \$
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 20)	700	501
Créditeurs	1 094	1 118
Instruments dérivés (notes 13 et 14)	331	268
Passifs réglementaires (note 15)	187	295
Autres passifs à court terme	427	333
Passifs liés à des actifs détenus en vue de la vente (note 4)	-	114
	4 284	4 166
Passif à long terme		
Dette à long terme (note 20)	13 385	13 679
Impôts sur les bénéfices reportés	1 639	1 285
Instruments dérivés (notes 13 et 14)	105	102
Passifs réglementaires (note 15)	1 935	1 886
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 18)	434	460
Autres passifs à long terme	833	764
Passifs liés à des actifs détenus en vue de la vente (note 4)	-	899
	18 331	19 075
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 10)	6 541	6 216
Actions privilégiées cumulatives (note 22)	1 004	1 004
Surplus d'apport	78	78
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 12)	263	95
Bénéfices non répartis	1 382	1 173
Total des capitaux propres d'Emera Inc.	9 268	8 566
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	35	35
Total des capitaux propres	9 303	8 601
Total du passif et des capitaux propres	31 918 \$	31 842 \$

Engagements et éventualités (note 21)

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

Approuvé au nom du conseil d'administration,

«M. Jacqueline Sheppard»

Présidente du conseil

«Scott Balfour»

Président et chef de la direction

Emera Inc.

États des flux de trésorerie consolidés condensés (non audité)

Pour les en millions de dollars canadiens	Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	700 \$	518 \$
Rajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie d'exploitation :		
Amortissement	678	684
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites, déduction faite des dividendes	(58)	(60)
Provision pour fonds sous forme de capitaux propres utilisés pendant la construction	(32)	(14)
Impôts sur les bénéfices reportés, montant net	322	82
Variation nette des obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	(20)	(26)
Mécanisme de rajustement du prix du combustible réglementé	(33)	(20)
Variation nette de la juste valeur des instruments dérivés	66	(51)
Variation nette des actifs et passifs réglementaires	(53)	19
Variation nette de la capacité de transport capitalisée	69	42
Gain sur la vente (compte non tenu des coûts de transaction) et pertes de valeur	(578)	-
Autres activités d'exploitation, montant net	40	8
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement (note 23)	139	128
Flux de trésorerie d'exploitation, montant net	1 240	1 310
Activités d'investissement		
Produit tiré des cessions (note 4)	1 401	866
Ajouts d'immobilisations corporelles	(1 935)	(1 647)
Autres activités d'investissement	(2)	(5)
Flux de trésorerie d'investissement, montant net	(536)	(786)
Activités de financement		
Variation nette de la dette à court terme	252	(188)
Produit tiré de la dette à court terme comportant une échéance de plus de 90 jours	399	-
Remboursement de la dette à court terme comportant une échéance de plus de 90 jours	(688)	-
Produit tiré de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission	422	841
Remboursement de la dette à long terme	(485)	(851)
Remboursements nets en vertu des facilités de crédit consenties	(326)	(165)
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission	181	151
Dividendes sur actions ordinaires	(309)	(278)
Dividendes sur actions privilégiées	(33)	(34)
Autres activités de financement	(8)	(22)
Flux de trésorerie de financement, montant net	(595)	(546)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à restrictions	(48)	(13)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie, des liquidités soumises à restrictions et des actifs détenus en vue de la vente	61	(35)
Trésorerie, équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions et actifs détenus en vue de la vente au début de la période	274	372
Trésorerie, équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions et actifs détenus en vue de la vente à la fin de la période	335 \$	337 \$
La trésorerie, les équivalents de trésorerie, les liquidités soumises à restrictions et les actifs détenus en vue de la vente se composent de ce qui suit :		
Encaisse	265 \$	266 \$
Placements à court terme	21	7
Liquidités soumises à restrictions	49	63
Actifs détenus en vue de la vente	-	1
Trésorerie, équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions et actifs détenus en vue de la vente	335 \$	337 \$

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

Emera Inc.

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

en millions de dollars canadiens	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments du résultat étendu «CAÉRÉ»	Bénéfices non répartis	Participa- tions ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2020							
Solde au 30 juin 2020	6 435 \$	1 004 \$	78 \$	413 \$	1 298 \$	36 \$	9 264 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	84	-	84
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite du recouvrement d'impôts de 4 millions de dollars	-	-	-	(150)	-	-	(150)
Actions ordinaires émises en vertu du régime d'achat d'actions	53	-	-	-	-	-	53
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission après impôts	52	-	-	-	-	-	52
Divers	1	-	-	-	-	(1)	-
Solde au 30 septembre 2020	6 541 \$	1 004 \$	78 \$	263 \$	1 382 \$	35 \$	9 303 \$

en millions de dollars
canadiens

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2020							
Solde au 31 décembre 2019	6 216 \$	1 004 \$	78 \$	95 \$	1 173 \$	35 \$	8 601 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	699	1	700
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite de la charge d'impôts de 1 million de dollars	-	-	-	168	-	1	169
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées ¹	-	-	-	-	(34)	-	(34)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (1,8375 \$ par action)	-	-	-	-	(449)	-	(449)
Actions ordinaires émises en vertu du régime d'achat d'actions	152	-	-	-	-	-	152
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission après impôts	151	-	-	-	-	-	151
Options sur actions exercées par les dirigeants	20	-	(1)	-	-	-	19
Adoption de la norme sur la comptabilisation des pertes de crédit (note 2)	-	-	-	-	(7)	-	(7)
Divers	2	-	1	-	-	(2)	1
Solde au 30 septembre 2020	6 541 \$	1 004 \$	78 \$	263 \$	1 382 \$	35 \$	9 303 \$

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

1) 0,47910 \$ par action de série A; 0,56910 \$ par action de série B; 0,88518 \$ par action de série C; 0,84375 \$ par action de série E; 0,79089 \$ par action de série F; et 0,91875 \$ par action de série H.

Emera Inc.

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

en millions de dollars canadiens	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments du résultat étendu «CAÉRÉ»	Bénéfices non répartis	Participa- tions ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019							
Solde au 30 juin 2019	6 010 \$	1 004 \$	79 \$	81 \$	1 212 \$	35 \$	8 421 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	77	1	78
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite de la charge d'impôts de néant	-	-	-	80	-	-	80
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées ¹	-	-	-	-	(22)	-	(22)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (1,2000 \$ par action)	-	-	-	-	(287)	-	(287)
Actions ordinaires émises en vertu du régime d'achat d'actions	45	-	-	-	-	-	45
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission après impôts	49	-	-	-	-	-	49
Options sur actions exercées par les dirigeants	10	-	(1)	-	-	-	9
Divers	1	-	-	-	-	(1)	-
Solde au 30 septembre 2019	6 115 \$	1 004 \$	78 \$	161 \$	980 \$	35 \$	8 373 \$

en millions de dollars
canadiens

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019							
Solde au 31 décembre 2018	5 816 \$	1 004 \$	84 \$	338 \$	1 075 \$	41 \$	8 358 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	515	3	518
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite de la charge d'impôts de 1 million de dollars	-	-	-	(177)	-	(1)	(178)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées ²	-	-	-	-	(45)	-	(45)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (2,3750 \$ par action)	-	-	-	-	(565)	-	(565)
Émission d'actions privilégiées de GBPC, déduction faite des frais d'émission	-	-	-	-	-	14	14
Rachat d'actions privilégiées de GBPC	-	-	-	-	-	(19)	(19)
Actions ordinaires émises en vertu du régime d'achat d'actions	146	-	-	-	-	-	146
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission après impôts	49	-	-	-	-	-	49
Options sur actions exercées par les dirigeants	103	-	(6)	-	-	-	97
Divers	1	-	-	-	-	(3)	(2)
Solde au 30 septembre 2019	6 115 \$	1 004 \$	78 \$	161 \$	980 \$	35 \$	8 373 \$

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

1) 0,31940 \$ par action de série A; 0,44060 \$ par action de série B; 0,59012 \$ par action de série C; 0,56250 \$ par action de série E; 0,53125 \$ par action de série F; et 0,61250 \$ par action de série H.

2) 0,63880 \$ par action de série A; 0,87270 \$ par action de série B; 1,18024 \$ par action de série C; 1,12500 \$ par action de série E; 1,06250 \$ par action de série F; et 1,25500 \$ par action de série H.

Emera Inc.

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

Aux 30 septembre 2020 et 2019

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 2020, les secteurs isolables d'Emera Inc. comprennent :

- Une entreprise de services publics d'électricité en Floride, soit Tampa Electric, 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, dont l'exploitant est 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 1,6 milliard de dollars, y compris deux câbles sous-marins de 170 kilomètres qui relie l'île de Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse. Le lien maritime a été mis en service le 15 janvier 2018,
 - Un placement de 48,7 % 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 visant à assurer le transport de l'énergie de Muskrat Falls entre le Labrador et l'île de Terre-Neuve. La construction de LIL a été achevée et Nalcor a comptabilisé le premier transfert d'électricité entre le Labrador et Terre-Neuve en juin 2018. Nalcor travaille toujours à la mise en service de LIL. En raison de la pandémie de COVID-19, le 17 mars 2020, Nalcor a annoncé qu'elle avait interrompu les activités de construction au site de Muskrat Falls. Nalcor a repris les travaux en mai 2020 et travaille toujours à la mise en service du projet en 2021. Se reporter à la note 21 pour en savoir davantage.
- 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 intégrée verticalement sur l'île de la Barbade;
 - Grand Bahama Power Company Limited («GBPC»), entreprise de services publics d'électricité intégrée verticalement sur l'île de Grand Bahama;
 - une participation de 51,9 % dans Dominica Electricity Services Ltd. («Domlec»), entreprise de services publics intégrée verticalement sur l'île de la Dominique;
 - 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 24 mars 2020, Emera a conclu la vente d'Emera Maine, entreprise qui faisait partie du secteur Autres entreprises de services publics d'électricité. Se reporter à la note 4 pour en savoir davantage.

- Des entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure, qui comprennent :
 - Peoples Gas System («PGS»), entreprise de services publics de distribution de gaz naturel réglementée qui mène des activités d'exploitation en Floride;
 - New Mexico Gas Company, Inc. («NMGC»), entreprise de services publics de distribution de gaz naturel réglementée qui sert des clients au Nouveau-Mexique;
 - SeaCoast Gas Transmission, LLC («SeaCoast»), entreprise de services de distribution de gaz naturel réglementée intraétatique, qui sert la Floride;
 - 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 Canada, qui vient à échéance en 2034;
 - 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.

Au 30 septembre 2020, les placements d'Emera dans d'autres sociétés à tarifs non réglementés liées au secteur énergétique (compris dans le secteur Divers) étaient composés 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 électrique 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 Reinsurance Limited, compagnie d'assurance captive offrant des contrats d'assurance et de réassurance à Emera et certaines sociétés affiliées, afin de favoriser une gestion des risques et des niveaux de franchise plus rentables à l'échelle d'Emera;
- Emera US Finance LP («Emera Finance») et TECO Finance, Inc. («TECO Finance»), filiales de financement d'Emera;
- Emera US Holdings Inc., société de portefeuille détenue en propriété exclusive pour certains actifs d'Emera aux États-Unis;
- d'autres placements.

En 2019, la société a conclu la vente d'actifs auparavant compris dans le secteur Divers, notamment des centrales alimentées au gaz en Nouvelle-Angleterre et de la centrale de Bayside d'Emera Energy ainsi que les immobilisations corporelles et les stocks d'Emera Utility Services.

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 2019 et pour l'exercice clos à cette date, à l'exception de ce qui est indiqué à la note 2.

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 2020.

Tous les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Utilisation des estimations de la direction

La préparation d'états financiers consolidés selon les 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 les passifs à tarifs réglementés, la provision pour pertes de crédit, 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, les coûts indirects capitalisés et l'évaluation des instruments financiers. La direction évalue les estimations de la société régulièrement d'après les résultats passés, la conjoncture et les hypothèses jugées raisonnables au moment où elles sont faites, tout rajustement étant comptabilisé dans les résultats au cours de l'exercice où il survient.

Au cours des trois mois et des neuf mois clos le 30 septembre 2020, l'actuelle pandémie de COVID-19 a touché tous les territoires dans lesquels Emera exerce ses activités. La pandémie a donné lieu en général à une baisse de la charge sollicitée et à une hausse des coûts d'exploitation en comparaison de ce qui aurait été observé normalement dans les entreprises des services publics de la société. Certaines des entreprises de services publics d'Emera ont été plus touchées que d'autres. Néanmoins, sur une base consolidée, ces répercussions défavorables n'ont pas eu une incidence importante sur le bénéfice net à ce jour, ce qui s'explique principalement par une variation favorable de la composition des ventes aux catégories de clients du secteur résidentiel. La baisse des ventes aux secteurs commercial et industriel a été compensée en partie par une hausse des ventes aux clients du secteur résidentiel, qui ont un apport plus élevé au recouvrement des coûts fixes. Le temps clément, particulièrement en Floride, a réduit davantage l'incidence sur une base consolidée. Les entreprises de services publics d'Emera offrent des services essentiels et continuent d'exercer leurs activités et de répondre à la demande des clients. Les gouvernements du monde entier ont mis en place des mesures visant à faire face à la pandémie, notamment des restrictions à l'égard des déplacements et du transport, des quarantaines, la distanciation physique, des fermetures d'espaces commerciaux et d'installations industrielles, des arrêts d'activités, des consignes à l'égard du refuge sur place et d'autres mesures relatives à la santé. Ces diverses mesures ont une incidence négative sur l'économie à l'échelle mondiale, nationale et locale. Les marchés boursiers mondiaux ont connu une volatilité importante. Les gouvernements et les banques centrales mettent en œuvre des mesures visant à stabiliser la conjoncture économique. Le rythme et la vigueur de la reprise économique sont incertains et pourraient varier d'un territoire à l'autre.

La direction a analysé l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur ses estimations et ses jugements et a conclu qu'aucun ajustement significatif n'était requis pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2020.

Évaluation de la perte de valeur de l'écart d'acquisition

La direction a évalué si les incidences potentielles de la pandémie de COVID-19 sur les résultats futurs pourraient donner lieu à l'exécution d'un test de dépréciation de l'écart d'acquisition au troisième trimestre de 2020 et a déterminé qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur des unités d'exploitation avec un écart d'acquisition dépasse leur valeur comptable respective au 30 septembre 2020.

Au 30 septembre 2020, une tranche de 5,9 milliards de dollars de l'écart d'acquisition d'Emera était liée à TECO Energy (unités d'exploitation Tampa Electric, PGS et NMGC). En raison de l'excédent important de la juste valeur de ces unités d'exploitation sur leur valeur comptable établi dans le cadre du dernier test de dépréciation quantitatif effectué au quatrième trimestre de 2019, la direction ne s'attend pas à ce que la pandémie de COVID-19 ait une incidence sur l'écart d'acquisition de ces unités d'exploitation.

Au 30 septembre 2020, une tranche de 72 millions de dollars de l'écart d'acquisition d'Emera était liée à GBPC. L'écart d'acquisition calculé pour cette unité d'exploitation est plus sensible aux variations des résultats futurs prévus. La COVID-19 pourrait avoir une incidence défavorable sur les résultats futurs et donner lieu à une perte de valeur; il n'est toutefois pas possible de déterminer ou d'estimer raisonnablement l'incidence de la COVID-19 sur les résultats futurs à ce moment-ci. Aucune perte de valeur liée à cet écart d'acquisition n'a été comptabilisée pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2020.

Évaluation de la perte de valeur des actifs à long terme

La direction a évalué si les incidences potentielles de la pandémie de COVID-19 sur les flux de trésorerie futurs non actualisés pourraient indiquer que les actifs à long terme ne sont pas recouvrables. Au 30 septembre 2020, il n'existait aucun indice de perte de valeur des actifs à long terme d'Emera. L'incidence de la COVID-19 pourrait amener la société à déprécier les actifs à long terme dans l'avenir; toutefois, rien n'indique à l'heure actuelle que les flux de trésorerie futurs seraient touchés au point où les actifs à long terme de la société ne seraient pas recouvrables.

Des pertes de valeur de respectivement néant et 25 millions de dollars (26 millions de dollars, déduction faite des impôts) ont été comptabilisées à l'égard de certains actifs pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2020.

Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite

La pandémie de COVID-19 pourrait avoir une incidence sur les hypothèses actuarielles clés utilisées pour comptabiliser les avantages complémentaires de retraite, y compris les taux de rendement prévus sur les actifs des régimes et les taux d'actualisation utilisés pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées, les coûts des prestations et les exigences annuelles de capitalisation des régimes de retraite. Les fluctuations des rendements réels sur les marchés boursiers et les variations des taux d'intérêt découlant de la pandémie de COVID-19 peuvent également entraîner des variations des coûts des prestations de retraite et en matière de capitalisation dans des périodes ultérieures.

L'étendue de l'incidence future de la COVID-19 sur les résultats financiers et les activités de la société ne peut pas être estimée à l'heure actuelle et dépendra de l'évolution de la situation, notamment de la durée et de la gravité de la pandémie, d'autres mesures que pourraient prendre les gouvernements, ainsi que de l'activité économique et de la consommation d'énergie futures. Les résultats réels peuvent différer considérablement de ces estimations.

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. En 2020, les résultats trimestriels reflètent l'incidence de la pandémie de COVID-19 ayant commencé en mars 2020.

Débiteurs et provision pour pertes de crédit

Les comptes clients de services publics sont comptabilisés au montant facturé et ne portent pas intérêt. Les modalités de paiement normales pour les ventes d'électricité et de gaz sont d'environ 30 jours. Des frais de retard peuvent être imputés aux soldes après l'échéance.

La société est exposée à un risque de crédit relativement aux comptes clients. Tous les nouveaux clients peuvent faire l'objet d'une évaluation du crédit. Des dépôts sont exigés pour certains comptes, au besoin. La société maintient également des provisions relativement aux pertes de crédit éventuelles, lesquelles sont évaluées régulièrement.

La direction estime les pertes de crédit liées aux débiteurs après avoir tenu compte des pertes passées, des dépôts des clients, des faits actuels, des caractéristiques des comptes actuels, et des prévisions raisonnables et justifiables qui ont une incidence sur la recouvrabilité des montants présentés. Les provisions pour pertes sur crédit sont passées en charges afin de maintenir la provision globale à un niveau considéré comme adéquat pour couvrir les pertes prévues. Les créances sont radiées et déduites de la provision lorsqu'elles sont réputées irrécouvrables.

L'incidence économique future potentielle de la COVID-19, dans les territoires où Emera exerce ses activités, s'est fait ressentir sur le classement chronologique des comptes clients donnant lieu à des provisions plus élevées pour les pertes de crédit liées aux comptes clients.

2. MODIFICATION DE MÉTHODE COMPTABLE

Les nouvelles méthodes comptables relatives aux PCGR des États-Unis qui s'appliquent à la société, et qui ont été adoptées par celle-ci en 2020, sont présentées ci-après :

Évaluation des pertes de crédit attendues sur les instruments financiers

La société a adopté l'Accounting Standard Update («ASU») 2016-13, *Measurement of Credit Losses on Financial Instruments*, le 1^{er} janvier 2020. Cette norme fournit des lignes directrices sur l'évaluation des pertes sur crédit liées aux actifs financiers et certains autres instruments qui ne sont pas comptabilisés à la juste valeur par le biais du résultat net, y compris les créances clients et autres débiteurs, les titres de créance, le placement net dans des contrats de location et les risques de crédit hors bilan. Selon les nouvelles lignes directrices, les entités doivent remplacer la méthode actuellement utilisée pour comptabiliser les pertes sur crédit subies par une méthode qui évalue toutes les pertes sur crédit anticipées liées aux actifs financiers d'après les résultats passés, la conjoncture et des prévisions raisonnables et justifiables. La norme exige que des informations supplémentaires soient fournies à l'égard des pertes sur crédit, y compris la méthode utilisée pour comptabiliser les pertes sur crédit et les indicateurs de la qualité du crédit. L'adoption de la norme a donné lieu à une diminution de 7 millions de dollars des bénéfices non répartis dans les états financiers intermédiaires consolidés condensés au 1^{er} janvier 2020.

3. PRISES DE POSITION COMPTABLES FUTURES

La société se penche sur l'applicabilité et l'incidence de toutes les ASU publiées par le Financial Accounting Standards Board («FASB»). Les ASU qui ont été publiées, mais qui ne sont pas encore en vigueur, sont conformes à celles présentées dans les états financiers consolidés audités de 2019 de la société, en tenant compte des mises à jour indiquées au paragraphe suivant.

Mesures d'allègement à l'égard des incidences de la réforme des taux de référence sur l'information financière

En mars 2020, le FASB a publié l'ASU 2020-04, *Reference Rate Reform (Topic 848) : Facilitation of the Effects of Reference Rate Reform on Financial Reporting*. La norme prévoit des mesures de simplification et des exemptions facultatives dans le cadre de l'application des PCGR des États-Unis aux modifications de contrats et aux relations de couverture basées sur le LIBOR ou sur un autre taux de référence qui devrait être abandonné. La norme est entrée en vigueur à la date de sa publication et les entités peuvent choisir de l'appliquer de manière prospective jusqu'au 31 décembre 2022. La société a mis en œuvre un plan de projet au deuxième trimestre de 2020 et a recensé des instruments financiers qui ont été touchés, comprenant principalement des contrats d'emprunt et de couverture. La société évalue actuellement si l'adoption de cette norme aura une incidence sur ses états financiers consolidés.

Comptabilisation des instruments convertibles et des contrats dans les capitaux propres d'une entité

En août 2020, le FASB a publié l'ASU 2020-06, *Debt - Debt with Conversion and Other Options (Subtopic 470-20)* et *Derivatives and Hedging - Contracts in Entity's Own Equity (Subtopic 815-40)*. La norme vient réduire le nombre de modèles de comptabilisation pour les instruments d'emprunt sous forme de débentures convertibles et les actions privilégiées convertibles, en plus de modifier les obligations d'information. La norme met également à jour les lignes directrices sur l'exclusion du champ d'application des dérivés pour les contrats comptabilisés dans les capitaux propres d'une entité et les lignes directrices connexes sur le bénéfice par action. La norme s'appliquera aux exercices et aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2021. L'adoption anticipée est permise, mais pas avant les exercices ouverts à compter du 15 décembre 2020. La norme fera l'objet d'une application rétrospective modifiée ou d'une application rétrospective intégrale. La société évalue actuellement si l'adoption de cette norme aura une incidence sur ses états financiers consolidés.

Obligations d'information relatives aux titres de créance garantis

En octobre 2020, le FASB a publié l'ASU 2020-09, *Debt (Topic 470): Amendments to SEC Paragraphs pursuant to SEC Release No. 33-10762*. La modification apportée à la norme s'harmonise avec les nouvelles règles de la SEC concernant les modifications apportées aux obligations d'information pour certains titres de créances enregistrés qui sont garantis. Les modifications comprennent la simplification et le ciblage des modèles d'information, l'amélioration de certaines informations explicatives fournies dans les notes et la permission de fournir les informations en dehors des états financiers. La norme entrera en vigueur pour les rapports annuels des exercices clos après le 4 janvier 2021, l'adoption anticipée étant permise. La société évalue à l'heure actuelle si l'adoption de cette norme aura une incidence sur ses états financiers consolidés.

4. CESSIONS

Le 24 mars 2020, Emera a conclu la vente d'Emera Maine pour une valeur d'entreprise totale d'environ 2,0 milliards de dollars, y compris une contrepartie en trésorerie de 1,4 milliard de dollars, une dette cédée et des ajustements du fonds de roulement. Un gain sur cession de 585 millions de dollars (309 millions de dollars après impôts), déduction faite des coûts de transaction, a été comptabilisé dans le secteur Divers dans les «autres produits» dans les états des résultats consolidés condensés».

Les actifs et les passifs d'Emera Maine étaient classés comme détenus en vue de la vente au 25 mars 2019. La société a continué de comptabiliser l'amortissement de ces actifs jusqu'à la date de clôture de l'opération, car l'amortissement continuait de se refléter dans les tarifs imposés aux abonnés et dans la valeur comptable reportée des actifs à la clôture de la vente. Un amortissement total de 53 millions de dollars a été comptabilisé sur ces actifs à compter du 25 mars 2019, date à laquelle ils ont été classés comme détenus en vue de la vente, jusqu'à la date de la vente. Une tranche de 39 millions de dollars sur 53 millions de dollars a été comptabilisée en 2019. Les actifs et les passifs d'Emera Maine étaient pris en compte dans le secteur des autres entreprises de services publics d'électricité de la société.

5. 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. Les cinq secteurs isolables d'Emera sont 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, et Divers.

en millions de dollars canadiens	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Autres entreprises de services publics d'électricité	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infra- structure	Divers	Éliminations inter- sectorielles	Total
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2020							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	672 \$	324 \$	105 \$	196 \$	(134)\$	- \$	1 163 \$
Produits intersectoriels ¹	2	-	-	1	1	(4)	-
Total des produits d'exploitation	674	324	105	197	(133)	(4)	1 163
Combustible réglementé pour la production et l'achat d'électricité	135	143	44	-	-	(3)	319
Coût réglementé du gaz naturel	-	-	-	40	-	-	40
Amortissement	115	59	13	28	2	-	217
Intérêts débiteurs nets	37	35	6	13	72	-	163
Intérêts répartis en interne ²	-	-	-	3	(3)	-	-
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	137	66	37	79	17	(2)	334
Gain sur la vente et pertes de valeur	-	-	-	-	-	-	-
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	33	1	-	6	(61)	-	(21)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	175	35	6	20	(152)	-	84
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2020							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	1 864	1 117	371	742	(125)	-	3 969
Produits intersectoriels ¹	5	-	-	6	11	(22)	-
Total des produits d'exploitation	1 869	1 117	371	748	(114)	(22)	3 969
Combustible réglementé pour la production et l'achat d'électricité	407	493	148	-	-	(7)	1 041
Coût réglementé du gaz naturel	-	-	-	189	-	-	189
Amortissement	343	175	57	83	6	-	664
Intérêts débiteurs nets	116	105	26	43	230	-	520
Intérêts répartis en interne ²	-	-	-	10	(10)	-	-
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	407	214	120	242	74	(11)	1 046
Gain sur la vente et pertes de valeur	-	-	-	-	560	-	560
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	75	13	(8)	36	168	-	284
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	400	164	25	117	(41)	-	665
Au 30 septembre 2020							
Total de l'actif	17 449	6 721	1 456	6 064	1 354	(1 126) ³	31 918

1) Tous les soldes et toutes les opérations intersociétés importants ont été éliminés à la consolidation, sauf certaines opérations entre les entités à tarifs réglementés et à tarifs non réglementés, parce que la direction estime que l'élimination de ces opérations entraînerait une sous-évaluation au titre des immobilisations corporelles et des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales, ou au titre du combustible réglementé pour la production et l'achat d'électricité. 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.

3) Découlent principalement du reclassement des impôts reportés consolidés. Les actifs d'impôts reportés sont reclassés et déduits des passifs d'impôts reportés à la consolidation.

en millions de dollars canadiens	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Autres entreprises de services publics d'électricité	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infra- structure	Divers	Éliminations inter- sectorielles	Total
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	735 \$	296 \$	189 \$	203 \$	(124)\$	- \$	1 299 \$
Produits intersectoriels ¹	3	-	-	6	11	(20)	-
Total des produits d'exploitation	738	296	189	209	(113)	(20)	1 299
Combustible réglementé pour la production et l'achat d'électricité	222	100	73	-	-	(7)	388
Coût réglementé du gaz naturel	-	-	-	52	-	-	52
Amortissement	112	58	26	28	2	-	226
Intérêts débiteurs nets	39	36	13	14	81	-	183
Intérêts répartis en interne ²	-	-	-	4	(4)	-	-
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	136	88	46	81	29	(13)	367
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	26	(10)	4	(3)	(66)	-	(49)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	153	33	23	25	(179)	-	55
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	1 974	1 065	559	797	100	-	4 495
Produits intersectoriels ¹	9	1	-	17	32	(59)	-
Total des produits d'exploitation	1 983	1 066	559	814	132	(59)	4 495
Combustible réglementé pour la production et l'achat d'électricité	583	431	210	-	-	(17)	1 207
Coût réglementé du gaz naturel	-	-	-	249	-	-	249
Amortissement	333	171	84	82	8	-	678
Intérêts débiteurs nets	116	108	39	44	250	-	557
Intérêts répartis en interne ²	-	-	-	11	(11)	-	-
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	408	230	141	235	103	(41)	1 076
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	65	(9)	10	31	(79)	-	18
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	339	171	64	132	(236)	-	470
Au 31 décembre 2019							
Total de l'actif	16 214	6 717	3 069	5 489	1 459	(1 106) ³	31 842

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, parce que la direction estime que l'élimination de ces opérations entraînerait une sous-évaluation au titre des immobilisations corporelles et des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales, ou au titre du combustible réglementé pour la production et l'achat d'électricité. 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.

3) Découlent principalement du reclassement des impôts reportés consolidés. Les actifs d'impôts reportés sont reclassés et déduits des passifs d'impôts reportés à la consolidation.

6. PRODUITS

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

en millions de dollars canadiens	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Autres entreprises de services publics d'électricité	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infra- structure	Divers	Éliminations inter- sectorielles	Total
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2020							
Activités à tarifs réglementés							
Produits tirés de l'électricité							
Secteur résidentiel	404 \$	161 \$	41 \$	- \$	- \$	- \$	606 \$
Secteur commercial	170	93	54	-	-	-	317
Secteur industriel	41	57	6	-	-	-	104
Divers produits liés à l'électricité et reports réglementaires	54	7	3	-	-	-	64
Divers ¹	5	6	1	-	-	(2)	10
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Électricité	674	324	105	-	-	(2)	1 101
Produits tirés du gaz							
Secteur résidentiel	-	-	-	77	-	-	77
Secteur commercial	-	-	-	52	-	-	52
Secteur industriel	-	-	-	13	-	-	13
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	15	-	-	15
Divers	-	-	-	36	-	(1)	35
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Gaz	-	-	-	193	-	(1)	192
Activités à tarifs non réglementés							
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	-	(12)	-	(12)
Ventes d'énergie ⁴	-	-	-	-	6	(4)	2
Divers	-	-	-	4	4	-	8
Réévaluation à la valeur du marché ³	-	-	-	-	(131)	3	(128)
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	-	-	-	4	(133)	(1)	(130)
Total des produits d'exploitation	674 \$	324 \$	105 \$	197 \$	(133) \$	(4) \$	1 163 \$

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 Canada.

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

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

en millions de dollars canadiens	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Autres entreprises de services publics d'électricité	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infra- structure	Divers	Éliminations inter- sectorielles	Total
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2020							
Activités à tarifs réglementés							
Produits tirés de l'électricité							
Secteur résidentiel	1 031 \$	607 \$	138 \$	- \$	- \$	- \$	1 776 \$
Secteur commercial	506	303	180	-	-	-	989
Secteur industriel	135	164	25	-	-	-	324
Divers produits liés à l'électricité et reports réglementaires	183	24	8	-	-	-	215
Divers ¹	14	19	20	-	-	(5)	48
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Électricité	1 869	1 117	371	-	-	(5)	3 352
Produits tirés du gaz							
Secteur résidentiel	-	-	-	338	-	-	338
Secteur commercial	-	-	-	193	-	-	193
Secteur industriel	-	-	-	40	-	(1)	39
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	45	-	-	45
Divers	-	-	-	120	-	(5)	115
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Gaz	-	-	-	736	-	(6)	730
Activités à tarifs non réglementés							
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	-	16	-	16
Ventes d'énergie ⁴	-	-	-	-	12	(12)	-
Divers	-	-	-	12	13	-	25
Réévaluation à la valeur du marché ³	-	-	-	-	(155)	1	(154)
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	-	-	-	12	(114)	(11)	(113)
Total des produits d'exploitation	1 869 \$	1 117 \$	371 \$	748 \$	(114) \$	(22) \$	3 969 \$

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 Canada.

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

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

en millions de dollars canadiens	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Autres entreprises de services publics d'électricité	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infra- structure	Divers	Éliminations inter- sectorielles	Total
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019							
Activités à tarifs réglementés							
Produits tirés de l'électricité							
Secteur résidentiel	430 \$	135 \$	70 \$	- \$	- \$	- \$	635 \$
Secteur commercial	212	91	85	-	-	-	388
Secteur industriel	53	52	10	-	-	2	117
Divers produits liés à l'électricité et reports réglementaires	38	11	5	-	-	(2)	52
Divers ¹	5	7	19	-	-	(3)	28
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Électricité	738	296	189	-	-	(3)	1 220
Produits tirés du gaz							
Secteur résidentiel	-	-	-	75	-	-	75
Secteur commercial	-	-	-	59	-	-	59
Secteur industriel	-	-	-	12	-	-	12
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	15	-	-	15
Divers	-	-	-	44	-	(6)	38
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Gaz	-	-	-	205	-	(6)	199
Activités à tarifs non réglementés							
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	-	(23)	-	(23)
Ventes d'énergie ⁴	-	-	-	-	(2)	(1)	(3)
Capacité	-	-	-	-	2	-	2
Divers	-	-	-	4	12	(10)	6
Réévaluation à la valeur du marché ³	-	-	-	-	(102)	-	(102)
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	-	-	-	4	(113)	(11)	(120)
Total des produits d'exploitation	738 \$	296 \$	189 \$	209 \$	(113) \$	(20) \$	1 299 \$

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 Canada.

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

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

en millions de dollars canadiens	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Autres entreprises de services publics d'électricité	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infra- structure	Divers	Éliminations inter- sectorielles	Total
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019							
Activités à tarifs réglementés							
Produits tirés de l'électricité							
Secteur résidentiel	1 052 \$	552 \$	203 \$	- \$	- \$	- \$	1 807 \$
Secteur commercial	559	298	256	-	-	-	1 113
Secteur industriel	155	160	33	-	-	2	350
Divers produits liés à l'électricité et reports réglementaires	200	35	12	-	-	(2)	245
Divers ¹	17	21	55	-	-	(10)	83
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Électricité	1 983	1 066	559	-	-	(10)	3 598
Produits tirés du gaz							
Secteur résidentiel	-	-	-	357	-	-	357
Secteur commercial	-	-	-	218	-	-	218
Secteur industriel	-	-	-	37	-	-	37
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	44	-	-	44
Divers	-	-	-	146	-	(17)	129
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Gaz	-	-	-	802	-	(17)	785
Activités à tarifs non réglementés							
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	-	3	-	3
Ventes d'énergie ⁴	-	-	-	-	78	(7)	71
Capacité	-	-	-	-	38	-	38
Divers	-	-	-	12	30	(25)	17
Réévaluation à la valeur du marché ³	-	-	-	-	(17)	-	(17)
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	-	-	-	12	132	(32)	112
Total des produits d'exploitation	1 983 \$	1 066 \$	559 \$	814 \$	132 \$	(59) \$	4 495 \$

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 Canada.

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

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

Obligations de prestation qui restent à remplir

Les obligations de prestation qui restent à remplir se composent principalement de contrats de transport de gaz, de contrats d'éclairage et des ententes à long terme d'approvisionnement en vapeur à échéances déterminées. Au 30 septembre 2020, le prix de transaction affecté aux obligations de prestation qui restent à remplir totalisait 334 millions de dollars (347 millions de dollars au 31 décembre 2019). Comme le permet la mesure de simplification de l'ASC 606, 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 2033.

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

en millions de dollars canadiens	Valeur comptable aux		Quote-part du bénéfice 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 septembre 2020	31 décembre 2019	30 septembre 2020	30 septembre 2019	30 septembre 2020	30 septembre 2019	
LIL ¹	615 \$	579 \$	13 \$	11 \$	37 \$	33 \$	48,7
NSPML	560	554	11	9	38	35	100,0
M&NP ²	133	138	5	5	14	17	12,9
Lucelec ²	45	41	1	-	3	2	19,5
Bear Swamp ³	-	-	2	11	21	29	50,0
Autres placements	-	-	-	2	-	2	
	1 353 \$	1 312 \$	32 \$	38 \$	113 \$	118 \$	

1) Emera détient en propriété indirecte la totalité des parts de catégorie B de LIL, soit 24,9 % 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 créditeur, principalement en raison d'une distribution de 179 millions de dollars reçue en 2015. Le solde créditeur du placement dans Bear Swamp de 130 millions de dollars (137 millions de dollars en 2019) est comptabilisé dans les autres passifs à long terme des bilans consolidés condensés.

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

Aux en millions de dollars canadiens	30 septembre 2020	31 décembre 2019
Bilan		
Actif à court terme	72 \$	69 \$
Immobilisations corporelles	1 641	1 671
Actifs réglementaires	223	177
Actif à long terme	32	32
Total de l'actif	1 968 \$	1 949 \$
Passif à court terme	66 \$	23 \$
Dette à long terme	1 248	1 288
Passif à long terme	94	84
Capitaux propres	560	554
Total du passif et des capitaux propres	1 968 \$	1 949 \$

8. AUTRES PRODUITS NETS (CHARGES NETTES)

Pour les en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les		Neuf mois clos les	
	30 septembre 2020	30 septembre 2019	30 septembre 2020	30 septembre 2019
Gain sur la vente et pertes de valeur ¹	- \$	- \$	560 \$	- \$
Provision pour fonds sous forme de capitaux propres utilisés pendant la construction	12	6	32	14
Divers	9	(14)	16	(3)
	21 \$	(8) \$	608 \$	11 \$

1) Se reporter à la note 4 pour en savoir davantage sur le gain sur la vente d'Emera Maine.

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 canadiens	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Bénéfice avant provision pour impôts sur les bénéfices	63 \$	29 \$	984 \$	536 \$
Taux d'imposition prévu par la loi	29,5 %	31 %	29,5 %	31 %
Impôts sur les bénéfices au taux d'imposition prévu par la loi	18	9	290	166
Autre incidence de la vente d'Emera Maine	-	-	102	-
Amortissement des passifs réglementaires d'impôts sur les bénéfices reportés	(14)	(13)	(41)	(29)
Impôts reportés sur les bénéfices réglementés comptabilisés comme actifs réglementaires et passifs réglementaires	(8)	(16)	(35)	(50)
Variation du taux d'impôt étranger	(10)	(15)	(27)	(40)
Incidence fiscale de la quote-part du bénéfice dans des sociétés satellites	(4)	(3)	(12)	(12)
Changement de traitement des reports en avant de pertes d'exploitation nettes de NMGC	-	(7)	-	(7)
Divers	(3)	(4)	7	(10)
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	(21) \$	(49) \$	284 \$	18 \$
Taux d'imposition en vigueur	(33) %	(169) %	29 %	3 %

L'augmentation par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent du taux d'imposition en vigueur est surtout attribuable à la vente d'Emera Maine. Par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent, l'augmentation s'explique par la hausse du bénéfice avant la provision pour impôts sur les bénéfices, la baisse des impôts reportés sur les bénéfices réglementés comptabilisés comme actifs réglementaires et passifs réglementaires ainsi qu'un changement de traitement des reports en avant de pertes d'exploitation nettes de NMGC au troisième trimestre de 2019.

Le 10 mars 2020, le projet de loi 243 de la Nouvelle-Écosse, intitulé *Financial Measures (2020) Act* (la «Financial Measures Act») a été adopté. Il prévoit une réduction du taux provincial d'imposition des sociétés de la Nouvelle-Écosse de 16 % à 14 %. Par conséquent, le taux d'imposition combiné fédéral et provincial prévu par la loi a été réduit, passant de 31 % à 29,5 % en 2020, et sera abaissé à 29 % pour les années suivantes.

Par suite de l'adoption de la Financial Measures Act au premier trimestre de 2020, la société a dû réévaluer certains de ses actifs et passifs d'impôts reportés au Canada sur la base des nouveaux taux d'imposition. La société a comptabilisé une diminution de 52 millions de dollars à l'égard de ses passifs d'impôts reportés, montant net, et une diminution correspondante à l'égard de ses actifs réglementaires d'impôts reportés, montant net, étant donné que les avantages découlant de la diminution des passifs d'impôts reportés, montant net, devraient être remboursés aux clients au cours des exercices futurs. La société a comptabilisé également une charge d'impôts sur les bénéfices de 12 millions de dollars au premier trimestre de 2020 à la suite de la réévaluation de certains actifs d'impôts reportés nets.

Le 25 mars 2020, le projet de loi C-13, *Loi sur les mesures d'urgence visant la COVID-19* (la «loi sur la COVID-19») a été adopté au Canada, garantissant la mise en œuvre rapide et l'administration de mesures visant à protéger la santé et la sécurité des Canadiens et à stabiliser l'économie. En outre, le gouvernement du Canada a annoncé que les entreprises ont la possibilité de reporter certains paiements d'impôt. La loi sur la COVID-19 ou d'autres mesures annoncées par le gouvernement du Canada n'ont eu aucune incidence importante sur la situation financière d'Emera.

Le 27 mars 2020, la *Coronavirus Aid, Relief, and Economic Security Act* ou *CARES Act* (la « loi CARES ») a été promulguée aux États-Unis. Cette loi prévoit plusieurs dispositions à l'intention des entreprises, notamment le report des paiements de charges sociales des employeurs, un crédit d'impôt au titre de la rétention des employés, des modifications temporaires des règles visant la limite de déduction des frais d'intérêts des entreprises, des modifications des règles visant le report rétroactif et le plafond des pertes d'exploitation nettes, et un allègement à l'égard de l'impôt minimum de remplacement des sociétés. Selon les dispositions relatives à l'impôt minimum de remplacement, les sociétés peuvent obtenir plus rapidement le remboursement des crédits reportés au titre de cet impôt. Par conséquent, au premier trimestre de 2020, la société a reclassé dans les débiteurs et autres actifs à court terme un montant de 77 millions de dollars en crédits reportés au titre de l'impôt minimum de remplacement des actifs d'impôts reportés. Au 30 septembre 2020, la société affichait des débiteurs et autres actifs à court terme totalisant 145 millions de dollars liés au crédit d'impôt reporté remboursable au titre de l'impôt minimum de remplacement. Leur remboursement a été reçu le 22 octobre 2020. La société ne prévoit pas que la loi CARES aura d'autres incidences importantes.

10. ACTIONS ORDINAIRES

Autorisées : Nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale

	En millions d'actions	En millions de dollars canadiens
Émises et en circulation :		
Solde au 31 décembre 2019	242,48	6 216 \$
Émission d'actions ordinaires ^{1, 2}	2,71	151
Émises au comptant en vertu des régimes d'achat d'actions, au prix du marché	2,82	155
Escompte sur les actions achetées en vertu du régime de réinvestissement des dividendes	-	(3)
Options exercées en vertu du régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants	0,42	20
Régime d'achat d'actions à l'intention des employés	-	2
Solde au 30 septembre 2020	248,43	6 541 \$

1) Au cours du troisième trimestre de 2019 et des neuf mois clos le 30 septembre 2019, 880 912 actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme d'émission d'actions au cours du marché (« programme ACM ») d'Emera au prix moyen de 56,76 \$ l'action, pour un produit brut de 50 millions de dollars (49 millions de dollars, déduction faite des frais d'émission).

2) Au troisième trimestre de 2020, 980 500 actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM au prix moyen de 54,43 \$ l'action, pour un produit brut de 53 millions de dollars (53 millions de dollars, déduction faite des frais d'émission). Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2020, 2 708 603 actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM d'Emera au prix moyen de 56,62 \$ l'action, pour un produit brut de 153 millions de dollars (151 millions de dollars, déduction faite des frais d'émission). Au 30 septembre 2020, une limite globale de ventes brutes de 347 millions de dollars demeurait disponible à des fins d'émission en vertu du programme ACM.

Les dividendes pour le troisième trimestre de 2020 ayant été déclarés par le conseil d'administration et comptabilisés au deuxième trimestre de 2020, il n'y a pas eu de dividendes sur actions ordinaires comptabilisés au troisième trimestre de 2020.

11. RÉSULTAT PAR ACTION

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

Pour les en millions de dollars canadiens (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Numérateur				
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	84,3 \$	55,0 \$	665,4 \$	470,3 \$
Numérateur – résultat dilué	84,3	55,0	665,4	470,3
Dénominateur				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	247,1	239,5	245,3	237,4
Nombre moyen pondéré d'unités d'actions différées en circulation	1,3	1,5	1,3	1,5
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	248,4	241,0	246,6	238,9
Rémunération à base d'actions	0,3	0,6	0,4	0,6
Régime de réinvestissement des dividendes	-	0,8	-	0,8
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	248,7	242,4	247,0	240,3
Résultat par action ordinaire				
De base	0,34 \$	0,23 \$	2,70 \$	1,97 \$
Dilué	0,34 \$	0,23 \$	2,69 \$	1,96 \$

12. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts, sont comme suit :

en millions de dollars canadiens	(Perte latente) gain latent à la conversion des comptes d'établissements étrangers autonomes	Variation nette des couvertures de placements nets	(Pertes) gains 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 CAÉRÉ
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2020						
Solde au 1 ^{er} janvier 2020	253 \$	4 \$	(1) \$	(1) \$	(160) \$	95 \$
Autres éléments du résultat étendu, avant reclassements	206	(41)	(1)	-	-	164
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	-	-	2	-	2	4
Autres éléments du résultat étendu de la période, montant net	206	(41)	1	-	2	168
Solde au 30 septembre 2020	459 \$	(37) \$	- \$	(1) \$	(158) \$	263 \$
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019						
Solde au 1 ^{er} janvier 2019	654 \$	(74) \$	(7) \$	(1) \$	(234) \$	338 \$
Autres éléments du résultat étendu, avant reclassements	(242)	48	3	-	-	(191)
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	-	-	3	-	11	14
Autres éléments du résultat étendu de la période, montant net	(242)	48	6	-	11	(177)
Solde au 30 septembre 2019	412 \$	(26) \$	(1) \$	(1) \$	(223) \$	161 \$

Les reclassements hors du cumul des autres éléments du résultat étendu sont comme suit :

Pour les		Trois mois clos les		Neuf mois clos les	
en millions de dollars canadiens		30 septembre		30 septembre	
		2020	2019	2020	2019
Élément touché dans les états financiers consolidés		Montants reclassés hors du CAÉRE			
Pertes (gains) sur instruments dérivés comptabilisés comme couvertures de flux de trésorerie					
Contrats de change à terme	Produits d'exploitation – activités à tarifs réglementés	- \$	1 \$	2 \$	3 \$
Total		- \$	1 \$	2 \$	3 \$
Variation nette des coûts non comptabilisés des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite					
Pertes actuarielles (gains actuariels)	Autres produits nets (charges nettes)	5 \$	4 \$	11 \$	12 \$
Coûts (gains) au titre des services passés	Autres produits nets (charges nettes)	(1)	(1)	(1)	(1)
Montant reclassé dans les obligations	Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	-	1	(8)	1
Total avant impôts		4	4	2	12
	Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	-	-	-	(1)
Total, déduction faite des impôts		4 \$	4 \$	2 \$	11 \$
Total des reclassements hors du CAÉRE, déduction faite des impôts, pour la période		4 \$	5 \$	4 \$	14 \$

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 cumul des autres éléments du résultat étendu 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 et l'achat d'électricité sera remis aux clients ou recouvré auprès de ceux-ci à même les tarifs futurs. Tampa Electric et PGS n'ont aucun instrument dérivé de couverture en raison d'un moratoire de cinq ans approuvé par la Florida Public Service Commission sur la couverture d'achats de gaz naturel, qui doit prendre fin le 31 décembre 2022.
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 canadiens	Actifs dérivés		Passifs dérivés	
	30 septembre 2020	31 décembre 2019	30 septembre 2020	31 décembre 2019
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Contrats de change à terme	- \$	- \$	- \$	1 \$
	-	-	-	1
<i>Report réglementaire</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base				
Achats de charbon	2	8	20	39
Achats d'électricité	17	23	35	36
Achats et ventes de gaz naturel	10	2	2	5
Achats de mazout lourd	1	1	12	-
Contrats de change à terme	1	2	3	6
	31	36	72	86
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	11	19	11	22
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	108	151	422	381
	119	170	433	403
<i>Autres instruments dérivés</i>				
Dérivés sur actions	-	1	2	-
Contrats de change à terme	11	-	1	-
	11	1	3	-
Total des instruments dérivés à court terme bruts	161	207	508	490
Incidence des accords généraux de compensation visant un règlement, soit sur la base du solde net, soit simultanément	(72)	(120)	(72)	(120)
	89	87	436	370
Court terme	61	54	331	268
Long terme	28	33	105	102
Total des instruments dérivés	89 \$	87 \$	436 \$	370 \$

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

Les détails des accords généraux de compensation, présentés à leur montant net aux bilans consolidés condensés, sont résumés dans le tableau suivant :

Aux en millions de dollars canadiens	Actifs dérivés		Passifs dérivés	
	30 septembre 2020	31 décembre 2019	30 septembre 2020	31 décembre 2019
Report réglementaire	4 \$	8 \$	4 \$	8 \$
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction	68	112	68	112
Incidence totale des accords généraux de compensation visant un règlement, soit sur la base du solde net, soit simultanément	72 \$	120 \$	72 \$	120 \$

Couvertures de flux de trésorerie

La société détient des contrats de change à terme afin de couvrir le risque de change au titre des flux de produits libellés en devises pour le gazoduc Brunswick.

Les montants liés aux couvertures de flux de trésorerie comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et les résultats se présentent comme suit :

Pour les en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
	Contrats de change à terme		Contrats de change à terme	
(Perte réalisée) – produits d'exploitation réglementés	- \$	(1) \$	(2) \$	(3) \$
Total des (pertes) – bénéfice net	- \$	(1) \$	(2) \$	(3) \$
Aux en millions de dollars canadiens	30 septembre 2020		31 décembre 2019	
			Contrats de change à terme	
Total des (pertes latentes) dans le CAÉRE, déduction faite des impôts	-		\$ (1)	

Au troisième trimestre de 2020, la société a reclassé dans le bénéfice net des pertes latentes de 1 million de dollars par suite du règlement des opérations couvertes sous-jacentes.

Au 30 septembre 2020, la société avait conclu les volumes théoriques suivants d'instruments dérivés désignés comme des couvertures de flux de trésorerie devant être réglés comme il est décrit ci-dessous :

en millions	2020
Ventes – contrats de change à terme (\$ US)	4 \$

Report réglementaire

La société a comptabilisé les variations suivantes des gains réalisés et latents (pertes réalisées et latentes) à l'égard des instruments dérivés faisant l'objet d'un report réglementaire :

Pour les en millions de dollars canadiens	2020		Trois mois clos les 30 septembre 2019	
	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	Contrats de change à terme	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	Contrats de change à terme
Gain latent (perte latente) inclus(e) dans les actifs réglementaires	9 \$	(2) \$	(25) \$	5 \$
Gain latent (perte latente) inclus(e) dans les passifs réglementaires	11	(10)	10	2
Gain réalisé inclus dans les actifs réglementaires	(1)	-	-	-
(Gain réalisé) perte réalisée inclus(e) dans les passifs réglementaires	3	-	(3)	-
(Gain réalisé) perte réalisée inclus(e) dans les stocks ¹	3	-	(4)	(1)
(Gain réalisé) perte réalisée inclus(e) dans le combustible réglementé pour la production et l'achat d'électricité ²	8	-	1	(1)
Total des variations – instruments dérivés	33 \$	(12) \$	(21) \$	5 \$

1) (Gains réalisés) pertes réalisées qui seront comptabilisés dans le combustible pour la production et l'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, relations de couverture qui ont pris fin ou opérations couvertes qui ne sont plus probables.

Pour les en millions de dollars canadiens	2020		Neuf mois clos les 30 septembre 2019	
	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	Contrats de change à terme	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	Contrats de change à terme
Gain latent (perte latente) inclus(e) dans les actifs réglementaires	(41) \$	3 \$	(71) \$	(2) \$
Gain latent (perte latente) inclus(e) dans les passifs réglementaires	8	5	4	(6)
(Perte réalisée) incluse dans les passifs réglementaires	13	-	1	-
(Gain réalisé) perte réalisée inclus(e) dans les stocks ¹	6	(3)	(28)	(9)
(Gain réalisé) perte réalisée inclus(e) dans le combustible réglementé pour la production et l'achat d'électricité ²	21	(3)	(1)	(6)
Total des variations – instruments dérivés	7 \$	2 \$	(95) \$	(23) \$

1) (Gains réalisés) pertes réalisées qui seront comptabilisé(e)s dans le combustible pour la production et l'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, relations de couverture qui ont pris fin ou opérations couvertes qui ne sont plus probables.

Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base

Au 30 septembre 2020, la société avait conclu les volumes théoriques suivants de swaps et contrats à terme de gré à gré sur des produits de base désignés aux fins du report réglementaire qui devraient être réglés comme il est décrit ci-dessous :

	2020	2021-2022
en millions	Achats	Achats
Gaz naturel (MBTU)	7	21
Électricité (MWh)	-	3
Mazout lourd (en barils)	-	1
Charbon (en tonnes métriques)	-	1

Swaps et contrats de change à terme de gré à gré

Au 30 septembre 2020, la société avait conclu les volumes théoriques suivants de swaps et contrats de change à terme de gré à gré désignés aux fins du report réglementaire qui devraient être réglés comme il est décrit ci-dessous :

	2020	2021-2022
Contrats de change à terme (en millions de dollars américains)	45 \$	259 \$
Taux moyen pondéré	1,3377	1,3381
% de \$ US requis	59 %	61 %

La société réévalue les prévisions de fluctuations des cours de change périodiquement et conclura des couvertures additionnelles ou dénouera les couvertures existantes, au besoin.

Instruments dérivés détenus à des fins de transaction

Dans le cours normal de ses activités, Emera conclut des contrats d'achat et de vente de gaz naturel prévoyant la livraison, et des swaps, des contrats à terme de gré à gré et des contrats à terme standardisés sur l'électricité et le gaz naturel pour assurer une couverture économique des contrats prévoyant la livraison. Ces instruments dérivés sont tous considérés comme 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 canadiens	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité – produits d'exploitation non réglementés	(1) \$	(2) \$	(1) \$	- \$
Swaps, contrats à terme de gré à gré, contrats à terme standardisés et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel – produits d'exploitation non réglementés	(186)	(67)	36	180
Swaps, contrats à terme de gré à gré, contrats à terme standardisés et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité – combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité	1	1	(3)	(4)
	(186) \$	(68) \$	32 \$	176 \$

Au 30 septembre 2020, 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	2020	2021	2022	2023	2024
Achats de gaz naturel (MBTU)	168	240	57	41	26
Ventes de gaz naturel (MBTU)	192	280	50	9	1
Achats d'électricité (MWh)	1	1	-	-	-
Ventes d'électricité (MWh)	1	-	-	-	-

Autres instruments dérivés

Au 30 septembre 2020, 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 2020. Les contrats de change à terme, d'un montant notionnel combiné de 209 millions de dollars, viennent à échéance en 2020 et 2021.

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

Pour les en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 septembre			
	2020		2019	
	Contrats de change à terme	Dérivés sur actions	Contrats de change à terme	Dérivés sur actions
Gain latent dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	- \$	4 \$	- \$	11 \$
Gain latent dans les autres produits (charges)	5	-	-	-
Total des gains – bénéfice net	5 \$	4 \$	- \$	11 \$

Pour les en millions de dollars canadiens	Neuf mois clos les 30 septembre			
	2020		2019	
	Contrats de change à terme	Dérivés sur actions	Contrats de change à terme	Dérivés sur actions
Gain latent (perte latente) dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	- \$	(3) \$	- \$	34 \$
Gain latent dans les autres produits (charges)	9	-	-	-
(Perte réalisée) dans les autres produits (charges)	(4)	-	-	-
Total des gains (pertes) – bénéfice net	5 \$	(3) \$	- \$	34 \$

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 le risque de crédit en interne 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 2020, les actifs financiers de la société considérés comme étant en souffrance, depuis 76 jours en moyenne, totalisaient 146 millions de dollars (115 millions de dollars au 31 décembre 2019). La juste valeur de ces actifs financiers s'élevait à 120 millions de dollars (106 millions de dollars au 31 décembre 2019), 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 canadiens	30 septembre 2020	31 décembre 2019
Dépôts en garantie consentis à des tiers	86 \$	101 \$
Dépôts en garantie reçus de tiers	4	2

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 2020, la juste valeur totale de ces instruments dérivés, en position de passif, était de 436 millions de dollars (370 millions de dollars au 31 décembre 2019). 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 de la juste valeur 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	30 septembre 2020			
en millions de dollars canadiens	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actif				
<i>Report réglementaire</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base				
Achats d'électricité	16 \$	- \$	- \$	16 \$
Achats et ventes de gaz naturel	4	6	-	10
Contrats de change à terme	-	1	-	1
	20	7	-	27
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	4	1	1	6
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel et transport connexe	2	28	15	45
	6	29	16	51
<i>Autres instruments dérivés</i>				
Contrats de change à terme	-	11	-	11
	-	11	-	11
Total de l'actif	26	47	16	89
Passif				
<i>Report réglementaire</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base				
Achats de charbon	-	18	-	18
Achats d'électricité	34	-	-	34
Achats de mazout lourd	5	6	-	11
Achats et ventes de gaz naturel	-	2	-	2
Contrats de change à terme	-	3	-	3
	39	29	-	68
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	4	1	1	6
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	3	29	327	359
	7	30	328	365
<i>Autres instruments dérivés</i>				
Contrat de change à terme	-	1	-	1
Dérivés sur actions	2	-	-	2
	2	1	-	3
Total du passif	48	60	328	436
Actif (passif) net	(22) \$	(13) \$	(312) \$	(347) \$

Au	31 décembre 2019			
en millions de dollars canadiens	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actif				
<i>Report réglementaire</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base				
Achats d'électricité	23 \$	- \$	- \$	23 \$
Achats et ventes de gaz naturel	-	2	-	2
Achats de mazout lourd	-	1	-	1
Contrats de change à terme	-	2	-	2
	23	5	-	28
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	1	3	1	5
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel et transport connexe	(7)	46	14	53
	(6)	49	15	58
<i>Autres instruments dérivés</i>				
Dérivés sur actions	1	-	-	1
	1	-	-	1
Total de l'actif	18	54	15	87
Passif				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Contrats de change à terme	-	1	-	1
	-	1	-	1
<i>Report réglementaire</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base				
Achats de charbon	-	31	-	31
Achats d'électricité	36	-	-	36
Achats et ventes de gaz naturel	3	2	-	5
Contrats de change à terme	-	6	-	6
	39	39	-	78
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	5	2	-	7
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	2	33	249	284
	7	35	249	291
Total du passif	46	75	249	370
Actif (passif) net	(28) \$	(21) \$	(234) \$	(283) \$

La variation de la juste valeur des actifs financiers de niveau 3 pour les trois mois clos le 30 septembre 2020 se présente comme suit :

en millions de dollars canadiens	<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>		
	Électricité	Gaz naturel	Total
Solde au début de la période	1 \$	11 \$	12 \$
Total des gains réalisés et latents inclus dans les produits d'exploitation non réglementés	-	4	4
Solde au 30 septembre 2020	1 \$	15 \$	16 \$

La variation de la juste valeur des passifs financiers de niveau 3 pour les trois mois clos le 30 septembre 2020 se présente comme suit :

en millions de dollars canadiens	<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>		
	Électricité	Gaz naturel	Total
Solde au début de la période	- \$	146 \$	146 \$
Total des gains réalisés et latents inclus dans les produits d'exploitation non réglementés	1	181	182
Solde au 30 septembre 2020	1 \$	327 \$	328 \$

La variation de la juste valeur des actifs financiers de niveau 3 pour les neuf mois clos le 30 septembre 2020 se présente comme suit :

en millions de dollars canadiens	<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>		
	Électricité	Gaz naturel	Total
Solde au début de la période	1 \$	14 \$	15 \$
Total des gains réalisés et latents inclus dans les produits d'exploitation non réglementés	2	1	3
Transferts nets hors du niveau 3	(2)	-	(2)
Solde au 30 septembre 2020	1 \$	15 \$	16 \$

La variation de la juste valeur des passifs financiers de niveau 3 pour les neuf mois clos le 30 septembre 2020 se présente comme suit :

en millions de dollars canadiens	<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>		
	Électricité	Gaz naturel	Total
Solde au début de la période	- \$	249 \$	249 \$
Total des gains réalisés et latents inclus (pertes réalisées et latentes incluses) dans les produits d'exploitation non réglementés	2	78	80
Transferts nets hors du niveau 3	(1)	-	(1)
Solde au 30 septembre 2020	1 \$	327 \$	328 \$

La société évalue les données du marché observables tous les trimestres afin d'établir si les transferts entre les niveaux sont appropriés. Pour les trois mois clos le 30 septembre 2020, il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux. Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2020, les transferts hors du niveau 3 au deuxième trimestre de 2020 découlent d'une hausse des données du marché observables.

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, 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 élaborés 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. 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).

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 de la juste valeur :

Au	30 septembre 2020					
en millions de dollars canadiens	Juste valeur	Technique d'évaluation	Données non observables	Fourchette	Moyenne pondérée ¹	
Actif						
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction – swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité</i>	1 \$	Modèle	Prix fixés par des tiers	17,94 \$ – 68,00 \$	31,62 \$	
		d'établissement	Probabilités de défaillance	0,02 % – 30,40 %	5,72 %	
		des prix	Taux d'actualisation	0,01 % – 0,81 %	0,36 %	
	1	Modèle	Prix fixés par des tiers	26,40 \$ – 37,25 \$	30,11 \$	
		d'établissement	Probabilités de défaillance	0,21 % – 0,65 %	0,46 %	
		des prix	Taux d'actualisation	0,17 % – 0,48 %	0,38 %	
Coefficient de corrélation					100 % – 100 %	100 %
<i>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</i>	12	Modèle	Prix fixés par des tiers	0,91 \$ – 8,04 \$	2,88 \$	
		d'établissement	Probabilités de défaillance	0,02 % – 10,11 %	1,99 %	
		des prix	Taux d'actualisation	0,00 % – 8,11 %	0,38 %	
	2	Modèle	Prix fixés par des tiers	1,33 \$ – 8,47 \$	3,48 \$	
		d'établissement	Ajustement de base	0,00 \$ – 1,29 \$	0,67 \$	
		des prix	Probabilités de défaillance	0,07 % – 17,73 %	5,88 %	
Taux d'actualisation					0,00 % – 0,55 %	0,21 %
Total de l'actif	16 \$					
Passif						
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction – swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité</i>	1 \$	Modèle	Prix fixés par des tiers	1,13 \$ – 68,00 \$	44,82 \$	
		d'établissement	Risque de crédit propre à l'entité	0,02 % – 30,40 %	2,65 %	
		des prix	Taux d'actualisation	0,01 % – 0,81 %	0,30 %	
	1	Modèle	Prix fixés par des tiers	15,21 \$ – 66,95 \$	60,26 \$	
		d'établissement	Risque de crédit propre à l'entité	0,02 % – 0,65 %	0,42 %	
		des prix	Taux d'actualisation	0,01 % – 0,51 %	0,31 %	
Coefficient de corrélation					100 % – 100 %	100 %
<i>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</i>	311	Modèle	Prix fixés par des tiers	0,66 \$ – 8,04 \$	4,86 \$	
		d'établissement	Risque de crédit propre à l'entité	0,02 % – 10,11 %	0,49 %	
		des prix	Taux d'actualisation	0,00 % – 7,15 %	0,35 %	
	15	Modèle	Prix fixés par des tiers	0,71 \$ – 9,33 \$	4,42 \$	
		d'établissement	Ajustement de base	0,00 \$ – 1,29 \$	0,42 \$	
		des prix	Risque de crédit propre à l'entité	0,16 % – 13,09 %	0,62 %	
Taux d'actualisation					0,00 % – 0,75 %	0,22 %
Total du passif	328 \$					
Actif (passif) net	(312) \$					

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

Les passifs financiers compris dans les bilans consolidés condensés et qui ne sont pas évalués à la juste valeur comprenaient la dette à long terme, comme suit :

Aux	Valeur comptable	Juste valeur	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
en millions de dollars canadiens						
30 septembre 2020	14 085 \$	16 669 \$	- \$	16 160 \$	509 \$	16 669 \$
31 décembre 2019	14 180 \$	16 049 \$	- \$	15 598 \$	451 \$	16 049 \$

La société a désigné des billets hybrides libellés en dollars américains d'un montant de 1,2 milliard de dollars comme couvertures du risque de change de ses placements nets dans des établissements dont les activités sont libellées en dollars américains. Un gain de change après impôts de 34 millions de dollars a été comptabilisé dans les autres éléments du résultat étendu pour les trois mois clos le 30 septembre 2020 (perte de 19 millions de dollars après impôts en 2019). Une perte de change après impôts de 41 millions de dollars a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu pour les six neuf clos le 30 septembre 2020 (gain de 48 millions de dollars après impôts en 2019).

15. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Un sommaire des actifs et des passifs réglementaires de la société est présenté ci-dessous. Pour une description complète de la nature des actifs et des passifs réglementaires de la société, se reporter à la note 15 des états financiers consolidés audités annuels de 2019 d'Emera.

Aux en millions de dollars canadiens	30 septembre 2020	31 décembre 2019
Actifs réglementaires		
Actifs réglementaires d'impôts reportés	873 \$	862 \$
Régime de retraite et régime d'avantages complémentaires de retraite – soins de santé	377	380
Reports liés aux instruments dérivés	68	81
Coûts de remise en état liés aux tempêtes – actif réglementaire	43	38
Clauses de recouvrement des coûts	31	13
Mesures environnementales correctives	29	26
Recouvrement des coûts irrécupérables	28	27
Report au titre du programme de gestion axée sur la demande	16	19
Coûts de désendettement non amortis	14	19
Divers	68	87
	1 547 \$	1 552 \$
À court terme	126 \$	121 \$
À long terme	1 421	1 431
Total des actifs réglementaires	1 547 \$	1 552 \$
Passifs réglementaires		
Passifs réglementaires d'impôts reportés	962 \$	985 \$
Provision cumulée – coûts d'enlèvement	908	891
Mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible réglementé	82	115
Provision pour tempêtes	64	62
Clauses de recouvrement des coûts	47	53
Fonds d'autoassurance (note 24)	29	29
Reports liés aux instruments dérivés	26	42
Divers	4	4
	2 122 \$	2 181 \$
À court terme	187 \$	295 \$
À long terme	1 935	1 886
Total des passifs réglementaires	2 122 \$	2 181 \$

Tampa Electric

Tarifs de base

Le 31 juillet 2020, TEC a déposé sa quatrième et dernière demande de rajustements de la base tarifaire liée à l'énergie solaire («SoBRA») ainsi que les tarifs à l'appui représentant 46 MW et 8 millions de dollars américains par an en produits estimatifs. Le 3 novembre 2020, la FPSC a approuvé les tarifs de cette demande de SoBRA, et TEC commencera à recevoir ces produits en janvier 2021.

La demande d'ajustements finaux des estimations de besoins en produits relativement aux SoBRA des tranches 1 et 2 incluses dans les tarifs de base de respectivement septembre 2018 et janvier 2019 a été déposée le 30 avril 2020, et la FPSC a approuvé le montant le 18 août 2020. L'ajustement de 5 millions de dollars américains a été remboursé aux clients en 2020. L'ajustement final des SoBRA pour la tranche 3 sera déposé en 2021.

Clause de recouvrement des coûts de protection contre les tempêtes et entente de règlement

Le 3 octobre 2019, la FPSC a publié un règlement pour mettre en œuvre une clause de recouvrement des coûts au titre du plan de protection contre les tempêtes («PPT»). Cette nouvelle clause prévoit un processus permettant aux entreprises de services publics de Floride détenues par des investisseurs, y compris Tampa Electric, de recouvrer les coûts liés au transport et à la distribution pour les activités supplémentaires qui ne sont pas déjà incluses dans les tarifs de base. Tampa Electric a soumis son plan de protection contre les tempêtes à la FPSC le 10 avril 2020. Le 27 avril 2020, Tampa Electric a soumis à la FPSC une entente de règlement prévoyant une réduction au tarif de base de 15 millions de dollars américains des coûts précédemment recouverts en fonction des tarifs de base aux termes du programme du PPT à compter du 1^{er} janvier 2021. Le 9 juin 2020, la FPSC a approuvé cette entente de règlement. Le 3 août 2020, Tampa Electric a soumis à la FPSC pour approbation une autre entente de règlement prévoyant notamment le recouvrement d'environ 39 millions de dollars américains au titre des coûts de protection contre les tempêtes proposés pour 2020 et 2021. Ce recouvrement comprend le retranchement au tarif de base de 15 millions de dollars américains des coûts recouverts en fonction des tarifs de base. L'entente de règlement a été approuvée le 10 août 2020 et le recouvrement de coûts par Tampa Electric débutera en janvier 2021. Le plan approuvé actuel s'appliquera au cours des exercices 2020, 2021 et 2022, et Tampa Electric déposera un nouveau plan en 2022 afin de déterminer le recouvrement des coûts pour 2023, 2024 et 2025.

L'entente de règlement, approuvée le 9 juin 2020 par la FPSC et dont il a été fait mention précédemment, comprenait également l'approbation de la pétition de Tampa Electric visant à éliminer son excédent accumulé de 16 millions de dollars américains au titre d'une provision pour amortissement des actifs incorporels liés aux logiciels au moyen d'un crédit porté à la dotation à l'amortissement en 2020. Comme le prévoit l'entente, Tampa Electric a comptabilisé une tranche de 4 millions de dollars américains de ce crédit au troisième trimestre de 2020, et 12 millions de dollars américains ont été comptabilisés depuis le début de l'exercice, la tranche restante de 4 millions de dollars américains sera comptabilisée au quatrième trimestre de 2020.

Projet de modernisation de la centrale Big Bend

Le 1^{er} juin 2020, dans le cadre du projet de modernisation de sa centrale Big Bend, Tampa Electric a démantelé des composantes de l'Unité 1 qui ne seront pas utilisées dans la centrale modernisée. Au 1^{er} juin 2020, le bilan comprenait des immobilisations corporelles et un amortissement cumulé de respectivement 304 millions de dollars (223 millions de dollars américains) et 123 millions de dollars (90 millions de dollars américains) en lien avec les composantes de l'Unité 1. Conformément à l'entente de règlement approuvée par la FPSC en 2017, Tampa Electric continuera de comptabiliser son investissement actuel dans l'Unité 1 dans les installations de services publics d'électricité et à amortir ces actifs selon les taux d'amortissement actuels jusqu'à ce que la FPSC approuve sa prochaine étude sur l'amortissement et le démantèlement. En outre, Tampa Electric prévoit démanteler l'Unité 2 au début de 2021 dans le cadre du projet de modernisation de Big Bend.

Rajustement au cours de l'exercice des charges liées au combustible

Le 28 avril 2020, la FPSC a approuvé la demande de Tampa Electric visant le rajustement au cours de l'exercice de ses charges liées au combustible et à la capacité en raison d'une diminution des coûts du combustible et des coûts liés à la capacité prévus en 2020. Le rajustement a été appliqué aux factures des clients à partir de juin 2020.

PGS

Le 22 octobre 2020, PGS a soumis à la FPSC une entente de règlement pour approbation. L'entente de règlement prévoit une hausse annuelle des tarifs de base de 58 millions de dollars américains à compter de janvier 2021. La hausse de 58 millions de dollars américains comprend un montant de 24 millions de dollars américains précédemment recouverts par l'intermédiaire des avenants de remplacement des conduites en fonte et en acier brut. L'entente de règlement prévoit un rendement des capitaux propres autorisé réglementé de l'ordre de 8,90 % à 11,00 % avec un point médian de 9,90 % (2020 – 9,25 % à 11,75 % avec un point médian de 10,75 %). Selon l'entente de règlement, PGS peut comptabiliser jusqu'en 2023 une reprise de l'amortissement cumulé d'un montant total de 34 millions de dollars américains et établit les nouveaux taux d'amortissement qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2021. Ces taux d'amortissement sont essentiellement conformes au taux d'amortissement moyen global actuel de PGS. L'entente prévoit un gel des tarifs de base du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2023, sauf si le rendement des capitaux propres réalisé descend en deçà de 8,90 % avant cette date, selon une structure du capital autorisée composée à 54,7 % de capitaux propres. L'entente de règlement vise également des modifications des taux d'imposition. PGS devra quantifier l'incidence future des baisses des taux d'imposition sur le bénéfice d'exploitation net au moyen d'une diminution des produits tirés du tarif de base dans les 120 jours suivant l'entrée en vigueur des modifications fiscales. Si la législation fiscale entraîne une hausse du taux d'imposition, PGS peut établir un actif réglementaire en vue de neutraliser l'incidence de cette hausse dont il faudra tenir compte lorsque sera engagée la prochaine procédure sur la hausse des tarifs de base de PGS. La décision de la FPSC est attendue en 2020.

NMGC

Le 23 décembre 2019, NMGC a déposé une demande de révision des tarifs d'un exercice futur portant sur de nouveaux tarifs devant entrer en vigueur en janvier 2021. Le 25 août 2020, NMGC a soumis une entente de règlement auprès de la NMPRC et, le 20 octobre 2020, une audience a eu lieu devant l'examineur des audiences. Les nouveaux tarifs proposés tiennent compte du recouvrement des investissements de capital dans les gazoducs et l'infrastructure s'y rattachant et devraient donner lieu à une hausse des produits d'environ 5 millions de dollars américains annuellement. La décision de la NMPRC est attendue en 2020.

BLPC

En décembre 2018, à la suite de l'entrée en vigueur de la *Income Tax Amendment Act* à la Barbade, BLPC a dû réévaluer ses passifs d'impôts reportés à un nouveau taux d'imposition des sociétés réduit. À cette date, BLPC a reporté une tranche de 6,9 millions de dollars américains du recouvrement, dont la totalité a été comptabilisée dans les résultats du premier trimestre de 2020.

Grand Bahama Power Company

Le 1^{er} septembre 2019, l'île de Grand Bahama a été frappée par l'ouragan Dorian qui y a causé d'importants dommages. En janvier 2020, la Grand Bahama Port Authority («GBPA») a approuvé le recouvrement d'environ 15 millions de dollars américains des coûts de remise en état des actifs autoassurés de GBPC. Au 30 septembre 2020, environ 14 millions de dollars américains de ces coûts étaient engagés et comptabilisés comme un actif réglementaire. Le recouvrement de l'actif réglementaire, qui devait commencer le 1^{er} avril 2020, a été suspendu temporairement en raison des incidences économiques de la COVID-19 sur l'île de Grand Bahama. Ce recouvrement devrait plutôt débuter le 1^{er} janvier 2021.

16. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Dans le cours normal des activités, Emera fournit de l'énergie, des services liés à la construction et 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 transactions entre NSPI et NSPML sont liées à la cotisation à l'égard du lien maritime et sont présentées dans les états des résultats consolidés condensés. La charge de NSPI est présentée à titre de combustible réglementé pour la production et l'achat d'électricité et se chiffre à 27 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2020 (26 millions de dollars en 2019) et à 82 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2020 (80 millions de dollars en 2019). 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 2020 (16 millions de dollars en 2019) et 13 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2020 (50 millions de dollars en 2019).

Aucun montant à payer ou à recevoir important conclu entre Emera et ses sociétés liées ne figurait aux bilans consolidés condensés d'Emera au 30 septembre 2020 et au 31 décembre 2019.

17. DÉBITEURS ET AUTRES ACTIFS À COURT TERME

Les débiteurs et les autres actifs à court terme se composaient de ce qui suit :

Aux en millions de dollars canadiens	30 septembre 2020	31 décembre 2019
Comptes clients – facturés	550 \$	603 \$
Comptes clients – non facturés	228	265
Provision pour pertes de crédit	(26)	(9)
Capacité de transport capitalisée ¹	181	272
Impôts sur les bénéfices à recevoir ²	153	118
Charges payées d'avance	79	48
Divers	148	189
	1 313 \$	1 486 \$

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

2) Au 30 septembre 2020, incluant un montant de 145 millions de dollars lié aux crédits reportés remboursables au titre de l'impôt minimum de remplacement. La société a reçu ce remboursement le 22 octobre 2020.

18. RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX

Emera maintient un certain nombre de régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées contributifs, qui visent la quasi-totalité de ses employés. La société offre aussi des régimes d'avantages complémentaires de retraite à ses retraités. Ces régimes sont offerts aux employés de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick, de Terre-Neuve-et-Labrador, de la Floride, du Nouveau-Mexique, de la Barbade, de la Dominique et de l'île de Grand Bahama. Pour des renseignements sur les régimes d'avantages sociaux de la société, se reporter à la note 20 des états financiers consolidés audités annuels de 2019 d'Emera. Se reporter à la note 1, «Utilisation des estimations de la direction – Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite».

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

Pour les en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Régimes de retraite à prestations déterminées				
Coût des services	11 \$	12 \$	35 \$	36 \$
Coût qui n'est pas lié aux services				
Intérêts débiteurs	21	26	64	78
Rendement prévu des actifs des régimes	(34)	(37)	(107)	(112)
Amortissement de l'exercice en cours :				
Pertes actuarielles	4	4	11	12
Gains au titre des services passés	(1)	(1)	(1)	(1)
Actifs réglementés	6	5	20	15
Règlements et compressions	-	-	-	1
Total des coûts qui ne sont pas liés aux services	(4)	(3)	(13)	(7)
Total des régimes de retraite à prestations déterminées	7	9	22	29
Régimes d'avantages complémentaires de retraite				
Coût des services	1	1	3	3
Coût qui n'est pas lié aux services				
Intérêts débiteurs	2	4	8	11
Rendement prévu des actifs des régimes	-	-	(1)	(1)
Amortissement de l'exercice en cours :				
Actifs réglementés	-	(2)	-	(5)
Total des coûts qui ne sont pas liés aux services	2	2	7	5
Total des régimes d'avantages complémentaires de retraite	3	3	10	8
Total des régimes de retraite à prestations déterminées	10 \$	12 \$	32 \$	37 \$

Les cotisations d'Emera à ces régimes de retraite à prestations déterminées et d'avantages complémentaires de retraite se chiffraient à 20 millions de dollars (29 millions de dollars en 2019) pour les trois mois clos le 30 septembre 2020 et à 50 millions de dollars (63 millions de dollars en 2019) pour les neuf mois clos le 30 septembre 2020. Les cotisations annuelles de l'employeur pour les régimes de retraite à prestations déterminées sont estimées à 39 millions de dollars pour 2020.

19. 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 22 des états financiers consolidés audités annuels de 2019 d'Emera pour des renseignements sur la dette à court terme, ainsi qu'aux paragraphes qui suivent pour des renseignements sur les activités de financement récentes de 2020.

Activité de financement importante récente par secteur

Services publics d'électricité de la Floride

Le 6 février 2020, TEC a conclu une facilité de crédit non renouvelable de 300 millions de dollars américains venant à échéance le 4 février 2021. 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 au LIBOR, au taux préférentiel ou au taux des fonds fédéraux, majoré d'une marge.

Divers

Le 28 février 2020, TECO Energy/Finance a reporté la date d'échéance de sa facilité de crédit de 500 millions de dollars américains du 5 mars 2020 au 3 juillet 2020. Aucune autre modification importante n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente. Le 3 avril 2020, TECO Energy/Finance a utilisé le produit de la vente d'Emera Maine pour rembourser une tranche de 200 millions de dollars américains du prêt à terme, et la tranche restante de 300 millions de dollars américains a été remboursée le 30 juin 2020.

20. DETTE À LONG TERME

Se reporter à la note 24 des états financiers consolidés audités annuels de 2019 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 2020.

Activité de financement importante récente par secteur

Entreprises de services publics d'électricité au Canada

Le 24 avril 2020, NSPI a procédé à une émission de billets non garantis échéant dans 30 ans d'un capital de 300 millions de dollars. Les billets portent intérêt à un taux de 3,31 % et viennent à échéance le 25 avril 2050.

Autres entreprises de services publics d'électricité

Le 20 mai 2020, GBPC a conclu un prêt à terme non renouvelable de 22 millions de dollars américains venant à échéance le 20 mai 2025. Le prêt porte intérêt au taux LIBOR (90 jours), majoré d'une marge. Le 22 mai 2020, les produits au titre de ce prêt ont servi à rembourser une tranche de 22 millions de dollars américains de billets de premier rang arrivés à échéance.

Le 20 mai 2020, GBPC a conclu un prêt à terme non renouvelable de 15 millions de dollars des Bahamas (15 millions de dollars américains) venant à échéance le 20 mai 2025. Le prêt porte intérêt à un taux de 4,00 %.

Au 30 septembre 2020, BLPC avait prélevé 67 millions de dollars de la Barbade (33 millions de dollars américains) sur un prêt à terme non renouvelable de 110 millions de dollars de la Barbade (55 millions de dollars américains). Le prêt d'une durée de cinq ans porte intérêt à un taux de 2,05 %.

Divers

Le 13 mars 2020, TECO Finance a remboursé un billet de 300 millions de dollars américains arrivé à échéance. Le billet a été remboursé au moyen des facilités de crédit existantes.

21. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

A. Engagements

Au 30 septembre 2020, les engagements contractuels (sauf les obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite, les débentures convertibles, 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 canadiens	2020	2021	2022	2023	2024	Par la suite	Total
Achat d'électricité ¹	74 \$	218 \$	218 \$	216 \$	219 \$	2 024 \$	2 969 \$
Transport ²	157	467	396	337	307	3 028	4 692
Projets en immobilisations ³	222	195	104	91	-	-	612
Combustible, approvisionnement en gaz et entreposage	177	240	44	6	1	-	468
Conventions de services à long terme ⁴	13	30	30	27	25	96	221
Engagements de placements dans des sociétés satellites ⁵	-	-	240	-	-	-	240
Contrats de location et autres ⁶	4	19	18	18	16	128	203
Programme de gestion axée sur la demande	8	42	43	-	-	-	93
	655 \$	1 211 \$	1 093 \$	695 \$	568 \$	5 276 \$	9 498 \$

1) 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.

2) Engagements d'achat visant le transport de combustibles et la capacité de transport pour divers pipelines.

3) Comprennent des engagements totalisant 422 millions de dollars associés aux projets de modernisation et d'infrastructure de compteurs évolués de la centrale Big Bend et de la centrale d'énergie solaire de Tampa Electric.

4) Entretien du matériel de production, services liés à une centrale et conventions d'exploitation d'installations éoliennes, et gestion impartie des infrastructures en informatique et en communications, et gestion de la végétation.

5) Emera s'est engagée à verser des apports en capital à Labrador-Island Link Limited Partnership.

6) Comprennent les contrats de location simple pour des bâtiments, des terrains, des services de télécommunications et des véhicules sur rail ainsi que les droits de transport et des engagements de placements.

Le 17 mars 2020, Nalcor a annoncé qu'elle avait interrompu les activités de construction au site de Muskrat Falls du fait de la pandémie de COVID-19. En raison des incidences de la COVID-19 sur la réalisation du projet, Nalcor a déclaré des cas de force majeure à l'égard de divers contrats de projets et en a notamment informé officiellement NSPML. Nalcor a repris les travaux en mai 2020. Nalcor a réalisé la mise en service initiale de quatre générateurs à Muskrat Falls le 22 septembre 2020 et travaille toujours à la mise en service du projet en 2021.

NSPML prévoit déposer une évaluation finale des coûts auprès de la Régie au début des livraisons d'électricité au titre du bloc de la Nouvelle-Écosse à partir de Muskrat Falls. Le 31 juillet 2020, NSPML a présenté à la Régie une demande de cotisation provisoire en vue de récupérer des coûts d'environ 172 millions de dollars auprès de NSPI pour 2021, se traduisant par un montant additionnel à recouvrer de 27 millions de dollars auprès de la NSPI. La décision de la Régie relative à cette demande est attendue au cours du quatrième trimestre de 2020.

NSPI est tenue par une obligation contractuelle de verser sur une période d'environ 37 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. La Régie a approuvé un paiement de 145 millions de dollars pour 2020, sous réserve d'une retenue de garantie de 10 millions de dollars et, au 30 septembre 2020, un montant de 79 millions de dollars avait été versé. Aux termes du plan de stabilité tarifaire pour les coûts du combustible 2020-2022 de NSPI, les tarifs ont été fixés de façon à inclure le montant approuvé de 145 millions de dollars pour 2020 et les montants de respectivement 164 millions de dollars et 162 millions de dollars pour 2021 et 2022. Tout écart entre les montants prévus au plan de stabilité tarifaire pour les coûts du combustible de NSPI et ceux approuvés par la Régie dans le cadre de la demande de cotisation provisoire de NSPML sera éliminé au moyen du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible. Le calendrier et les montants dus à NSPML pour le reste de la période d'engagement de 37 ans dépendent des demandes réglementaires déposées auprès de la Régie.

Emera s'est engagée à obtenir certains droits de transport pour Nalcor Energy, le cas échéant, afin de permettre à Nalcor Energy de transporter l'énergie qui n'est pas autrement utilisée à Terre-Neuve ou en Nouvelle-Écosse. Cette énergie pourrait être acheminée de la Nouvelle-Écosse vers les marchés énergétiques de la Nouvelle-Angleterre à compter de la mise en service initiale de la centrale hydroélectrique de Muskrat Falls et des actifs de transport connexes lorsque Nalcor entreprendra les livraisons au titre du bloc de la Nouvelle-Écosse; les activités de transport se poursuivraient pendant 50 ans. À mesure que les droits de transport sont visés par des contrats, Emera comptabilise les obligations connexes sous le poste «Contrats de location et autres» du tableau ci-dessus.

B. Poursuites judiciaires

TECO Guatemala Holdings («TGH»)

En 2013, le tribunal du Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (le «tribunal»), saisi de la demande d'arbitrage de TGH, une filiale en propriété exclusive de TECO Energy, contre la République du Guatemala (le «Guatemala») en vertu de l'accord de libre-échange entre la République dominicaine, l'Amérique centrale et les États-Unis, a rendu sa décision arbitrale (la «décision»). Le tribunal a rendu unanimement une conclusion favorable à TGH et a accordé à celle-ci des dommages-intérêts d'environ 21 millions de dollars américains, plus les intérêts, à partir du 21 octobre 2010 à un taux d'intérêt correspondant au taux préférentiel américain majoré de 2 %. Cette décision a été maintenue lors de demandes d'annulation ultérieures en 2016 et la requête d'annulation partielle de la décision par TGH a été acceptée; par conséquent, le Guatemala a reçu l'ordre de payer certains coûts liés à la demande d'annulation. Par conséquent, TGH avait le droit de soumettre à nouveau sa demande d'arbitrage contre le Guatemala afin d'obtenir des dommages-intérêts additionnels (en plus des 21 millions de dollars américains déjà attribués), ainsi que des intérêts additionnels sur les 21 millions de dollars américains, et les coûts entiers relativement à la demande d'arbitrage initiale et à la nouvelle demande d'arbitrage.

TGH a intenté une poursuite contre le Guatemala devant le tribunal de Washington, D.C. pour faire appliquer la décision déjà rendue relativement aux dommages-intérêts impayés de 21 millions de dollars américains. La requête du Guatemala de rejeter la mesure d'exécution a été refusée. Le 1^{er} octobre 2019, le tribunal a accueilli la demande de jugement sommaire de TGH, ce qui lui permettra d'obtenir le recouvrement des dommages-intérêts, plus les intérêts, lorsque l'ordonnance sera définitive. Le Guatemala a porté cette décision en appel.

Le 23 septembre 2016, TGH a déposé une nouvelle demande d'arbitrage. Un nouveau tribunal a été constitué et la demande a été examinée entièrement. Une audience a eu lieu en mars 2019. Le 13 mai 2020, le second tribunal a condamné le Guatemala à verser à TGH des dommages-intérêts et coûts supplémentaires de plus de 35 millions de dollars américains, plus les intérêts. TGH a demandé subséquemment un réexamen du montant des intérêts accordé. Le 16 octobre 2020, le tribunal a accueilli la demande de TGH d'un montant d'intérêts additionnel, lequel s'élève à environ 2 millions de dollars américains. Le Guatemala a maintenant jusqu'au 13 février 2021 pour demander l'annulation de cette deuxième décision. Le montant total de ces deux décisions, avec les intérêts, est d'environ 96 millions de dollars américains. Les résultats à ce jour ne reflètent aucun avantage.

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

TEC, par l'entremise de ses divisions Tampa Electric et PGS, est une partie potentiellement responsable («PPR») à l'égard de certains sites visés par un «Superfund» et, par l'entremise de sa division PGS, à l'égard d'anciens sites d'usines de gaz manufacturé. Bien que la responsabilité solidaire associée à ces sites pourrait nécessiter des coûts de réponse élevés, en date du 30 septembre 2020, TEC a estimé sa responsabilité financière à 28 millions de dollars (21 millions de dollars américains), 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 à TEC. Les estimations établies pour l'exécution des travaux sont fondées sur l'expérience de TEC 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, TEC pourrait devoir prendre à sa charge davantage que sa quote-part réelle des coûts de remise en état qui lui 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.

Emera Maine

Le 24 mars 2020, la société a conclu la vente d'Emera Maine. Emera n'a plus d'obligations à remplir dans le cadre des poursuites judiciaires présentées à la note 26 des états financiers consolidés audités annuels de 2019 d'Emera. Aucune nouvelle provision ou provision supplémentaire n'a été constituée en 2020 à l'égard de ces quatre plaintes déposées auprès de la Federal Energy Regulatory Commission.

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

Emera est d'avis que les principaux risques financiers suivants pourraient avoir une incidence importante sur le cours normal des activités de la société. Il est question des risques associés aux instruments dérivés et de l'évaluation à la juste valeur dans les notes 13 et 14.

L'application de saines pratiques de gestion des risques est une activité essentielle pour exploiter la société de façon efficace et pour réaliser sa stratégie avec succès. Emera a un processus de gestion des risques en place à l'échelle de la société qui est suivi de près par le conseil d'administration afin d'assurer l'application d'une méthode uniforme et cohérente en matière de gestion des risques.

Risque de santé publique

L'éclosion d'une maladie infectieuse ou l'apparition d'une pandémie ou d'une menace semblable à la santé publique, comme la pandémie de COVID-19, ou la crainte que l'une ou l'autre de ces situations ne se produise, pourrait avoir une incidence défavorable sur la société et entraîner notamment des retards et perturbations à l'égard des activités d'exploitation, de la chaîne d'approvisionnement et du développement de projets, une pénurie de main-d'œuvre et des fermetures (en particulier en raison de mesures imposées par le gouvernement, notamment en matière de prévention), ce qui pourrait nuire aux activités d'exploitation de la société.

Des changements défavorables dans la conjoncture économique et les conditions des marchés en général découlant d'une menace à la santé publique pourraient avoir une incidence négative sur la demande d'électricité et de gaz naturel, les produits, les coûts d'exploitation, le calendrier et le montant des dépenses en immobilisations, les résultats des mesures de financement ou le risque de crédit et le risque de contrepartie; ces différents éléments pourraient nuire considérablement aux activités de la société.

L'évolution de la pandémie de COVID-19 et son incidence future sur la société sont incertaines. La société met en œuvre des plans d'urgence en cas de pandémie et pour assurer la continuité de l'ensemble de ses activités d'exploitation afin de gérer et d'atténuer l'incidence d'un pareil risque à la santé publique. La santé et la sécurité des employés et des clients demeurent la priorité absolue de la société. Au premier trimestre de 2020, Emera a mis en œuvre à l'échelle de la société son plan d'urgence en cas de pandémie ainsi que son plan d'urgence pour assurer la continuité des activités, qui comprennent, entre autres mesures, des restrictions à l'égard des déplacements, l'obligation de télétravail pour les employés, dans la mesure possible, l'accès limité aux installations en exploitation, la distanciation physique et d'autres protocoles (notamment l'utilisation accrue d'équipements de protection individuelle) en cas de rencontres dans les locaux des clients. La société se tient informée des recommandations émises par les autorités de la santé publique locale et nationale relativement à la COVID-19 et ajuste ses exigences d'exploitation en conséquence.

Risque de change

La Société est exposée aux variations des taux de change. Emera exerce ses activités à l'échelle internationale, et réalise une part croissante de son bénéfice net ajusté à l'extérieur du Canada. C'est pourquoi la société est exposée à des variations des taux de change entre le dollar canadien et, notamment, le dollar américain, qui pourraient avoir une incidence favorable ou défavorable sur ses résultats.

Conformément à ses politiques en matière de gestion des risques, Emera gère le risque de change en utilisant la dette libellée en dollars américains pour financer ses activités aux États-Unis et peut recourir à des dérivés de change afin de couvrir certaines transactions spécifiques et l'exposition de ses bénéfices. La société peut conclure des contrats de change à terme et des swaps sur devises pour limiter son exposition à certaines opérations en devises comme les achats de combustible, les flux de produits d'exploitation et les dépenses en immobilisations, ainsi qu'à son bénéfice net généré à l'extérieur du Canada. Le cadre réglementaire pour les filiales à tarifs réglementés de la société permet de recouvrer les coûts prudemment engagés, y compris le change.

La société n'utilise pas d'instruments financiers dérivés à des fins de négociation ou de spéculation de devises, ou pour couvrir la valeur de ses placements dans des filiales étrangères. Les gains et pertes de change sur les placements nets dans des filiales étrangères n'ont aucune incidence sur le bénéfice net puisqu'ils sont comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Risque lié à la liquidité et aux marchés financiers

Le risque de liquidité s'entend du risque qu'Emera ne dispose pas des fonds suffisants pour s'acquitter de ses obligations financières. Emera gère ce risque en établissant régulièrement des prévisions de ses besoins de trésorerie afin de déterminer si elle dispose de liquidités suffisantes. Les besoins de liquidités et de capitaux d'Emera seront financés au moyen de flux de trésorerie générés en interne, de ventes d'actifs choisis, de facilités de crédit à court terme et de capitaux obtenus sur les marchés financiers. Les flux de trésorerie générés par la vente d'actifs choisis dépendent du marché pour les actifs, de la raisonnable du prix et du moment de la clôture de toute vente. La société estime que ses sources de financement seront plus que suffisantes pour combler ses besoins en capitaux.

L'accès aux capitaux et les coûts d'emprunt d'Emera sont assujettis à de nombreux facteurs de risque, notamment la conjoncture des marchés financiers et les notes de crédit accordées par les agences de notation. Les perturbations des marchés financiers pourraient empêcher Emera d'émettre de nouveaux titres, ou la contraindre à en émettre selon des modalités peu avantageuses. Le plan de croissance d'Emera nécessite des investissements importants dans les immobilisations corporelles. Emera est exposée à un risque de variation des taux d'intérêt qui pourrait avoir une incidence négative sur le coût du financement. L'incapacité à mobiliser des capitaux à un coût raisonnable pourrait avoir une incidence importante sur la capacité d'Emera de financer son plan de croissance. Il est possible que l'accès aux capitaux et les coûts d'emprunt futurs de la société subissent l'incidence des perturbations des marchés actuelles ou futures qui pourraient découler de la pandémie de COVID-19.

Emera est exposée à un risque financier lié aux variations de ses notes de crédit. Les agences de notation évaluent divers facteurs pour déterminer les notes de crédit, y compris le cadre opérationnel et réglementaire de la société, sa capacité de recouvrer des coûts et de dégager un rendement, sa diversification, son effet de levier, ses liquidités et son exposition accrue aux effets des changements climatiques, y compris la hausse de la fréquence et de la gravité des ouragans et d'autres phénomènes météorologiques extrêmes. Une diminution de note de crédit pourrait se traduire par une hausse des taux d'intérêt sur les emprunts futurs, par une augmentation des coûts d'emprunt au titre de certaines facilités de crédit existantes ou par un accès restreint au marché des papiers commerciaux, ou encore limiter la disponibilité des sources de crédit adéquates afin de financer les activités de ses filiales. Emera gère ce risque en effectuant activement un suivi et en assurant la gestion des mesures financières clés dans l'objectif de maintenir des notes de crédit de première qualité.

La société est exposée au cours de ses actions ordinaires en raison de l'émission de diverses formes de rémunération à base d'actions qui touchent le bénéfice du fait de la réévaluation des actions en circulation chaque période. La société utilise des dérivés sur actions afin de réduire la volatilité du bénéfice découlant de la rémunération à base d'actions, des unités d'actions privilégiées et des unités d'actions différées.

Risque de taux d'intérêt

Emera a recours à un financement par emprunts à taux fixe et à taux variable pour ses activités d'exploitation et ses dépenses en immobilisations qui donne lieu à un risque de taux d'intérêt. Elle s'efforce de gérer le risque de taux d'intérêt au moyen d'un portefeuille comportant des emprunts à taux fixe et à taux variable dont les échéances sont décalées. La société émettra, de temps à autre, des titres de créance à long terme ou conclura des contrats de couverture de taux d'intérêt pour limiter son risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt variables sur sa dette. Il est possible que les taux d'intérêt futurs subissent l'incidence des perturbations des marchés actuelles ou futures qui pourraient découler de la pandémie de COVID-19.

Pour les filiales réglementées d'Emera, le coût de la dette est un élément des tarifs et les coûts de la dette prudemment engagés sont recouverts auprès des clients. Les taux du rendement des fonds propres réglementaires suivent généralement l'évolution des taux d'intérêt, de sorte qu'ils baissent habituellement lorsque les taux d'intérêt baissent et augmentent lorsque les taux d'intérêt grimpent, bien que ces variations ne soient pas directement identiques et qu'elles surviennent avec un certain décalage en raison du processus réglementaire. Une hausse des taux d'intérêt pourrait également nuire à la viabilité économique des projets d'aménagement et d'acquisition.

Risque lié aux prix des produits de base

Une part importante du combustible de la société provient de fournisseurs internationaux et est exposée au risque lié aux prix des produits de base. Pour gérer ce risque, la société a établi des processus et des pratiques pour repérer, surveiller, communiquer et atténuer les risques qu'elle court. La situation qui prévaut à l'échelle mondiale peut avoir des répercussions sur les contrats liés au combustible, notamment pour ce qui est de la fiabilité des livraisons et des prix, peu importe les modalités fixées par ces contrats. La société s'efforce de gérer ce risque en recourant à des instruments financiers de couverture et en concluant des contrats prévoyant la livraison, ainsi qu'au moyen de protections contractuelles avec des contreparties, lorsque cela est possible. En outre, l'adoption et la mise en œuvre de mécanismes de rajustement attribuable au prix du combustible dans ses filiales à tarifs réglementés ont permis de mieux gérer ce risque, le cadre réglementaire pour les filiales à tarifs réglementés de la société permettant le recouvrement des coûts prudemment engagés.

Risque lié à l'impôt

Des modifications à la législation fiscale au Canada, aux États-Unis et dans les Caraïbes ont une incidence sur le calcul de la provision pour impôts sur les bénéfices de la société. Ces modifications pourraient influencer les résultats futurs, les flux de trésorerie et la situation financière de la société. La valeur des actifs et des passifs d'impôts reportés existants d'Emera est déterminée par les lois fiscales en vigueur et pourrait être touchée de façon défavorable par la modification de ces lois. Emera surveille la valeur des lois fiscales en vigueur afin d'assurer que les changements touchant la société sont bien reflétés dans les déclarations d'impôts et les résultats financiers de la société.

D. Garanties et lettres de crédit

Les garanties et lettres de crédit d'Emera sont conformes à celles présentées dans les états financiers consolidés annuels audités de 2019, à l'exception des mises à jour ci-après.

La société a émis des lettres de crédit et des cautionnements d'un montant de 54 millions de dollars américains (82 millions de dollars américains au 31 décembre 2019) à l'intention de tiers qui ont consenti du crédit à Emera et à ses filiales. En général, ces lettres de crédit et cautionnements ont une durée de un an et sont renouvelés annuellement, au besoin.

Emera Inc., au nom de NSPI, a émis une lettre de crédit visant à garantir des obligations en vertu d'un régime de retraite complémentaire. La date d'échéance de cette lettre de crédit a été reportée à juin 2021. Le montant engagé aux termes de cette lettre de crédit était de 63 millions de dollars au 30 septembre 2020 (52 millions de dollars au 31 décembre 2019).

Emera Inc. a accordé une garantie d'un montant maximal de 35 millions de dollars américains à l'égard des billets en cours de GBPC. La garantie à l'égard des billets viendra à échéance en mai 2023.

22. ACTIONS PRIVILÉGIÉES CUMULATIVES

Pour en savoir davantage sur les actions privilégiées cumulatives, se reporter à la note 27 des états financiers audités annuels de 2019 d'Emera, ainsi qu'aux mises à jour ci-après.

Étant donné que les dividendes pour le troisième trimestre de 2020 ont été déclarés par le conseil d'administration et comptabilisés au deuxième trimestre de 2020, il n'y a pas eu de dividendes déclarés sur les actions privilégiées au troisième trimestre de 2020.

Le 9 juillet 2020, Emera a annoncé qu'elle ne procéderait pas au rachat des actions privilégiées à taux fixe rajusté cumulatif de série A (les « actions de série A ») et des actions privilégiées de premier rang à taux variable cumulatif de série B (les « actions de série B »). Le 17 août 2020, Emera a annoncé que 128 610 de ses 3 864 636 actions de série A émises et en circulation avaient été déposées aux fins de conversion en actions de série B et 1 130 788 de ses 2 135 364 actions émises et en circulation de série B avaient été déposées aux fins de conversion en actions de série A, toutes à raison de une contre une. Par suite de la conversion, Emera détient 4 866 814 actions de série A et 1 133 186 actions de série B émises et en circulation.

Le 16 juillet 2020, Emera a annoncé un taux de dividende de 2,182 % par année sur les actions de série A, pour la période de cinq ans qui a commencé le 15 août 2020 et se terminera le 14 août 2025, inclusivement (0,1364 \$ par action de série A par trimestre). Emera a également annoncé un taux de dividende de 2,021 % sur les actions de série B, pour la période de trois mois qui a commencé le 15 août 2020 et se terminera le 14 novembre 2020, inclusivement (0,1274 \$ par action de série B pour le trimestre).

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

Pour les en millions de dollars canadiens	Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement :		
Stocks	(3) \$	(28) \$
Débiteurs et autres actifs à court terme	115	317
Créditeurs	(42)	(211)
Autres passifs à court terme	69	50
Total des éléments hors caisse du fonds de roulement	139 \$	128 \$

Information supplémentaire sur les activités sans effet sur la trésorerie :

Dividendes à verser ¹	- \$	159 \$
Dividendes sur actions ordinaires réinvestis	140 \$	140 \$
Diminution des montants à payer au titre des dépenses en immobilisations	23 \$	14 \$

1) Le conseil d'administration a déclaré en octobre les dividendes pour le quatrième trimestre de 2020, tandis qu'il les a déclarés en septembre pour le trimestre correspondant de 2019. Par conséquent, il n'y a pas de dividendes à verser sur les actions ordinaires ou sur les actions privilégiées au 30 septembre 2020.

24. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

La société effectue une analyse continue afin d'évaluer si elle détient des entités à détenteurs de droits variables («EDDV») ou s'il s'est produit d'autres événements liés aux EDDV existantes rendant nécessaire une réévaluation. Pour identifier les EDDV, la direction examine les contrats de location, les CAE à long terme, les contrats d'achat ferme et les installations détenues conjointement.

Les EDDV dont la société est réputée être le principal bénéficiaire doivent être consolidées. Le principal bénéficiaire d'une EDDV a la capacité de diriger les activités de l'entité ayant l'incidence la plus importante sur son rendement économique et l'obligation d'absorber les pertes de l'entité qui pourraient être éventuellement importantes. Dans le cas où Emera détient un placement dans une EDDV, mais n'est pas considérée comme le principal bénéficiaire, l'EDDV est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

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

BLPC a établi un fonds d'autoassurance («FAS») essentiellement afin de constituer un fonds pour couvrir les risques liés aux dommages et aux pertes subséquentes touchant certains réseaux de production, de transport et de distribution. ECI détient des droits variables dans le FAS, pour lequel il a été déterminé qu'ECI était le principal bénéficiaire; par conséquent, le FAS doit être consolidé par ECI. Pour établir si ECI contrôle le FAS, la direction a considéré qu'en substance, les activités du FAS sont menées pour le compte de BLPC, filiale d'ECI, et que seule BLPC tire des avantages des activités du FAS. De plus, étant donné qu'ECI a droit à tous les avantages du FAS par l'entremise de BLPC, elle est également exposée aux risques liés aux activités du FAS. Tout retrait des actifs du FAS effectué par la société serait assujéti à la réglementation existante. La consolidation de l'EDDV d'Emera dans le FAS a une incidence sur les autres actifs à long terme, les liquidités soumises à restrictions et les passifs réglementaires des bilans consolidés condensés. Les montants compris dans les liquidités soumises à restrictions comprennent les liquidités des fonds réservés pour le FAS de BLPC.

La société a identifié certains CAE 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 2020		31 décembre 2019	
	Total de l'actif	Exposition maximale aux pertes	Total de l'actif	Exposition maximale aux pertes
en millions de dollars canadiens				
EDDV non consolidées dans lesquelles Emera détient des droits variables				
NSPML (comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence)	560 \$	17 \$	554 \$	23 \$

25. CHIFFRES COMPARATIFS

Les présents états financiers comprennent le reclassement de montants des périodes précédentes afin de les rendre conformes à la présentation de ceux de la période en cours sans effet sur le bénéfice net.

26. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Les présents états financiers et les notes y afférentes reflètent l'évaluation par la société des événements postérieurs à la date de clôture jusqu'au 12 novembre 2020, date de publication des états financiers.