



Rapport de gestion

En date du 9 août 2019

Le présent rapport de gestion donne un aperçu des résultats d'exploitation d'Emera Incorporated et de ses filiales et investissements (« Emera ») pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2019 par rapport aux périodes correspondantes de 2018, de même qu'un aperçu de sa situation financière au 30 juin 2019 par rapport au 31 décembre 2018. Dans le cadre du présent rapport, « Emera Incorporated », « Emera » et la « société » désignent Emera Incorporated ainsi que l'ensemble de ses filiales et de ses investissements consolidés.

Le présent rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités d'Emera Incorporated et des notes annexes au 30 juin 2019 et pour le semestre clos à cette date, ainsi que du rapport de gestion et des états financiers consolidés audités annuels d'Emera Incorporated et des notes annexes au 31 décembre 2018 et pour l'exercice clos à cette date. Emera suit les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis » ou « PCGR »).

Depuis le 1^{er} janvier 2019, Emera a révisé ses secteurs à présenter afin de les harmoniser avec ses priorités stratégiques et sa gouvernance interne. Ces nouveaux secteurs à présenter correspondent à la façon dont la société évalue le rendement financier et prend des décisions concernant l'affectation des ressources. Les cinq nouveaux secteurs à présenter sont les suivants :

- **Services publics d'électricité de la Floride**, qui se compose de Tampa Electric;
- **Services publics d'électricité canadiens**, qui comprend Nova Scotia Power Inc. et Emera Newfoundland & Labrador Holdings Inc., une société de portefeuille qui détient des placements dans les sociétés satellites NSP Maritime Link Inc. et Labrador-Island Link Limited Partnership;
- **Autres services publics d'électricité**, qui comprend Emera Maine et Emera (Caribbean) Incorporated;
- **Services publics de gaz naturel et infrastructure**, qui comprend Peoples Gas System, New Mexico Gas Company, Inc., SeaCoast Gas Transmission, LLC, Emera Brunswick Pipeline Company Limited et un placement dans la société satellite Maritimes & Northeast Pipeline LLC;
- **Autres**, qui comprend Emera Energy, Emera Utility Services Inc. et des sociétés de portefeuille et de financement.

Toutes les données financières sectorielles comparatives du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2018 ont été retraitées, sans que cela n'ait eu d'incidence sur les résultats consolidés présentés.

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

Filiale à tarifs réglementés d'Emera ou placement dans des sociétés satellites	Organisme chargé de l'approbation/ de l'examen des conventions comptables
Filiale	
Tampa Electric – division de distribution d'électricité de Tampa Electric Company (« TEC »)	Florida Public Service Commission (la « FPSC ») et Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC »)
Nova Scotia Power Inc. (« NSPI »)	Nova Scotia Utility and Review Board (la « Régie »)
Emera Maine	Maine Public Utilities Commission (la « MPUC ») et la FERC
Barbados Light & Power Company Limited (« BLPC »)	Fair Trading Commission de la Barbade (la « FTC »)
Grand Bahama Power Company Limited (« GBPC »)	The Grand Bahama Port Authority (la « GBPA »)
Dominica Electricity Services Ltd. (« Domlec »)	Independent Regulatory Commission de la Dominique (l'« IRC »)
Peoples Gas System (« PGS ») – division gazière de TEC	La FPSC
New Mexico Gas Company, Inc. (« NMGC »)	New Mexico Public Regulation Commission (la « NMPRC »)
SeaCoast Gas Transmission, LLC (« SeaCoast »)	La FPSC
Emera Brunswick Pipeline Company Limited (« Brunswick Pipeline »)	Office national de l'énergie (l'« ONE »)
Placements dans des sociétés satellites	
NSP Maritime Link Inc. (« NSPML »)	La Régie
Labrador Island Link Limited Partnership (« LIL »)	Régie des commissaires aux services publics de Terre-Neuve-et-Labrador
St. Lucia Electricity Services Limited (« Lucelec »)	National Utility Regulatory Commission (la « NURC »)
Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership and Maritimes & Northeast Pipeline, LLC (« M&NP »)	L'ONE et la FERC

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

On peut obtenir de plus amples renseignements sur Emera, y compris la notice annuelle de la société, sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

TABLE DES MATIÈRES

Information prospective	4
Introduction et aperçu stratégique	5
Unités de mesure financières non conformes aux PCGR	7
Rétrospective financière consolidée	9
Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice	9
Principales données financières consolidées par secteur d'activité	9
Faits saillants de l'état des résultats consolidé	11
Survol de l'entreprise et perspectives commerciales	16
Services publics d'électricité de la Floride	16
Services publics d'électricité canadiens	17
Autres services publics d'électricité	19
Services publics de gaz naturel et infrastructure	20
Autres	21
Bilans consolidés – faits saillants	22
Faits récents	24
Information sur les actions ordinaires en circulation	25
Principales données financières	26
Services publics d'électricité de la Floride	26
Services publics d'électricité canadiens	29
Autres services publics d'électricité	33
Services publics de gaz naturel et infrastructure	36
Autres	39
Situation de trésorerie et sources de financement	41
Flux de trésorerie consolidés – Faits saillants	42
Obligations contractuelles	44
Gestion de la dette	45
Cotes de crédit	46
Garanties et lettres de crédit	46
Transactions entre parties liées	47
Gestion des risques, y compris les instruments financiers	47
Communication de l'information et contrôles internes	50
Estimations comptables critiques	50
Modification de méthodes et de pratiques comptables	50
Récapitulatif des résultats trimestriels	52

INFORMATION PROSPECTIVE

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

L'information prospective est fondée sur des hypothèses raisonnables et elle est assujettie à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante des résultats historiques ou de ceux prévus dans le cadre de l'information prospective. Les facteurs pouvant faire en sorte que les événements ou les résultats diffèrent des attentes actuelles sont analysés à la rubrique « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales » du rapport de gestion, et ils peuvent également comprendre : le risque réglementaire; les risques liés à l'exploitation et à l'entretien; les fluctuations de la conjoncture économique; le risque lié à la disponibilité et au prix des produits de base; le risque de liquidité et le risque lié aux marchés financiers; le prix et le moment de la vente de certains actifs; la croissance future des dividendes; le calendrier et les coûts liés à certains investissements en immobilisations; les incidences prévues sur Emera des défis touchant l'économie mondiale; les niveaux de consommation prévus d'énergie; le maintien de couvertures d'assurance adéquates; les changements dans les habitudes de consommation de l'énergie par les abonnés; la possibilité que l'évolution de la technologie entraîne une réduction de la demande en électricité; les conditions météorologiques; les dépenses d'entretien et les autres dépenses imprévues; le risque lié à l'exploitation et à l'entretien des systèmes; les instruments financiers dérivés et les couvertures; le risque de taux d'intérêt; le risque de crédit de contrepartie; le risque lié aux relations commerciales; l'interruption de l'approvisionnement en combustible; le risque pays; les risques environnementaux; le change; les décisions réglementaires et gouvernementales, y compris les modifications apportées aux lois touchant à l'environnement, à l'information financière et à la fiscalité; les risques liés aux exigences de rendement et de capitalisation des régimes de retraite; la perte d'un secteur de service; le risque de défaillance des infrastructures informatiques et les risques liés à la cybersécurité; les prix de vente des produits énergétiques sur le marché; les relations de travail; et la disponibilité des ressources en matière de main-d'œuvre et de gestion.

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

INTRODUCTION ET APERÇU STRATÉGIQUE

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

Emera investit plus particulièrement dans des entreprises à tarifs réglementés situées en Floride et en Nouvelle-Écosse. Ces territoires offrent un cadre réglementaire et un environnement économique généralement stables.

Le portefeuille d'entreprises de services publics réglementées d'Emera procure un bénéfice, des flux de trésorerie et des dividendes fiables. Les possibilités de bénéfice des services publics réglementés dépendent généralement de l'ampleur de l'investissement net dans le service public (appelé « tarif de base »), du montant des capitaux propres dans la structure du capital et du rendement des capitaux propres approuvé par la réglementation. Les volumes de ventes et les charges d'exploitation ont également une incidence sur le bénéfice.

Emera a mis en place un plan d'investissement en immobilisations de 6,5 milliards de dollars pour la période de 2019 à 2021, dont 1,4 milliard de dollars (1 milliard de dollars américains) seront investis en Floride pour l'achèvement de la centrale de production d'énergie solaire de Tampa Electric de 600 mégawatts (« MW ») et pour la modernisation de la centrale Big Bend de Tampa Electric. Ces dépenses en immobilisations prévues sont financées principalement par les flux de trésorerie générés à l'interne, par des capitaux d'emprunt obtenus par les sociétés en exploitation et par la vente de certains actifs. Les marchés des capitaux, y compris l'émission d'actions ordinaires et privilégiées et le régime de réinvestissement des dividendes, continueront de soutenir les dépenses en immobilisations futures de la société. Le maintien de notes de crédit de la catégorie investissement constitue une priorité clé de la direction.

Emera a fourni des prévisions de croissance annuelle des dividendes de 4 % à 5 % jusqu'en 2021. La société vise un ratio de distribution des dividendes à long terme de 70 % à 75 % et, bien que ce ratio soit susceptible de dépasser cette cible au cours de la période visée par cette prévision, il devrait revenir à cette fourchette avec le temps.

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

Les marchés mondiaux de l'énergie sont confrontés à des changements importants et Emera est bien placée pour composer avec les demandes changeantes des clients, les environnements réglementaires complexes et la tendance vers la décarbonisation. La production d'énergie renouvelable et le stockage de batteries deviennent à la fois plus abordables et plus efficaces. Les clients veulent plus de choix, de contrôle et de fiabilité. Les changements climatiques et les conditions météorologiques extrêmes influent sur le fonctionnement des services publics et sur leurs investissements dans les infrastructures. On note également un besoin global de remplacer les infrastructures vieillissantes et d'améliorer davantage la fiabilité. Pour Emera, ces changements sont porteurs d'occasions. C'est pourquoi elle veille à financer des investissements dans des actifs liés aux énergies renouvelables et à la technologie qui procurent des économies sur les coûts du combustible ou les coûts d'exploitation, ce qui lui permet de gérer la pression sur les tarifs et d'offrir à ses clients une énergie abordable.

Par exemple, parmi les importants investissements visant à faciliter l'utilisation de sources d'énergie renouvelable et de sources d'énergie qui émettent de faibles quantités de carbone, on retrouve la construction récente du lien maritime dans les provinces de l'Atlantique, la construction en cours d'une centrale de production d'énergie solaire de Tampa Electric, et la modernisation de la centrale Big Bend de Tampa Electric. Les services publics d'Emera investissent également dans des projets d'amélioration de la fiabilité et dans le remplacement des infrastructures vieillissantes. Tous ces projets illustrent la stratégie d'Emera qui consiste à trouver des moyens plus propres de répondre aux besoins énergétiques de ses clients tout en maintenant des tarifs abordables.

Emera s'est engagée à assurer un niveau de sécurité de classe mondiale, l'excellence opérationnelle, une bonne gouvernance, l'excellence du service à la clientèle et la fiabilité; elle entend être un employeur de choix et établir des relations constructives avec les organismes de réglementation, les parties prenantes et les collectivités où elle exerce ses activités.

UNITÉS DE MESURE FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

Emera utilise des unités de mesure financières qui n'ont pas de signification normalisée selon les PCGR des États-Unis et qui pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres entités. Emera calcule les mesures non conformes aux PCGR en ajustant certaines mesures conformes aux PCGR compte tenu d'éléments précis que la société juge importants, mais non représentatifs des activités sous-jacentes de la période. Une analyse et un rapprochement de ces mesures sont présentés ci-dessous.

Bénéfice net ajusté

Emera calcule sa mesure du bénéfice net ajusté compte non tenu de l'incidence de ce qui suit :

- des rajustements de réévaluation à la valeur du marché liés aux instruments dérivés sur produits de base détenus à des fins de transaction (« DFT ») d'Emera, y compris les ajustements liés à l'écart de prix entre le lieu d'où provient le gaz naturel et le lieu où il est livré;
- des rajustements de réévaluation à la valeur du marché inclus dans la quote-part du bénéfice d'Emera liée aux activités commerciales de Bear Swamp Power Company LLC (« Bear Swamp »);
- de l'amortissement de la capacité de transport constaté à la suite de certaines opérations de commercialisation et de négociation d'Emera Energy;
- des rajustements de réévaluation à la valeur du marché liés à un swap de taux d'intérêt de Brunswick Pipeline;
- des rajustements de réévaluation à la valeur du marché liés à des titres de capitaux propres détenus dans BLPC et Emera Reinsurance, société de réassurance captive, dans le secteur Autres.

La direction estime que le fait d'exclure l'incidence de ces réévaluations à la valeur du marché, et des variations connexes, du bénéfice net jusqu'au règlement des contrats permet un meilleur appariement entre le but et l'incidence financière de ceux-ci et les flux de trésorerie sous-jacents et les activités courantes de l'entreprise, en plus de permettre aux investisseurs de mieux comprendre et évaluer l'entreprise. La direction et le conseil d'administration ne tiennent pas compte de ces rajustements de réévaluation à la valeur du marché pour évaluer le rendement et la rémunération incitative.

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

Le tableau qui suit présente un rapprochement entre le bénéfice net déclaré attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et le bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, et entre le résultat de base par action ordinaire déclaré et le résultat ajusté de base par action ordinaire :

en millions de dollars canadiens (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	103 \$	90 \$	415 \$	361 \$
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts	(27) \$	(21) \$	61 \$	48 \$
Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	130 \$	111 \$	354 \$	313 \$
Résultat de base par action ordinaire	0,43 \$	0,38 \$	1,75 \$	1,56 \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,54 \$	0,48 \$	1,49 \$	1,35 \$

BAIIA et BAIIA ajusté

Le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (le « BAIIA ») est une mesure financière non conforme aux PCGR utilisée par Emera. Le BAIIA est utilisé par bon nombre d'investisseurs et de prêteurs pour mieux comprendre et analyser les flux de trésorerie et la qualité du crédit. Le BAIIA est utile pour évaluer le rendement d'exploitation d'Emera et est un indicateur de la capacité de la société à assurer le service de la dette ou à contracter des emprunts, à engager des dépenses en immobilisations et à financer le fonds de roulement.

Le BAIIA ajusté est une mesure financière non conforme aux PCGR utilisée par Emera. À l'instar des calculs du bénéfice net ajusté dont il est question ci-dessus, cette mesure représente le BAIIA, compte non tenu de l'incidence sur le bénéfice des rajustements de réévaluation à la valeur du marché d'Emera.

Il se peut que le BAIIA et le BAIIA ajusté de la société ne soient pas comparables aux mesures du BAIIA présentées par d'autres sociétés. Toutefois, la direction estime qu'ils reflètent adéquatement le rendement d'exploitation spécifique d'Emera. Ces mesures ne visent pas à remplacer le « bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires » qui, calculé selon les PCGR, est un indicateur du rendement d'exploitation.

Le tableau qui suit présente un rapprochement entre le bénéfice net déclaré et le BAIIA et le BAIIA ajusté :

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les		Six mois clos les	
	30 juin		30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice net ¹⁾	116 \$	97 \$	440 \$	375 \$
Intérêts débiteurs nets	185	176	374	351
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	(15)	(3)	67	62
Amortissement	228	228	452	451
BAIIA	514	498	1 333	1 239
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché, compte non tenu des impôts sur les bénéfices et des intérêts	(41)	(31)	85	69
BAIIA ajusté	555 \$	529 \$	1 248 \$	1 170 \$

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

RÉTROSPECTIVE FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice

Incidence sur le bénéfice des gains et pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts

Les pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts ont augmenté de 6 millions de dollars pour s'établir à 27 millions de dollars au deuxième trimestre de 2019, comparativement à 21 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018. Cette augmentation, principalement liée à Emera Energy, est attribuable à une hausse de l'amortissement des actifs de transport du gaz naturel en 2019, en partie contrebalancée par les variations des positions existantes sur les contrats liés au gaz au deuxième trimestre de 2019. Pour le premier semestre de 2019, les gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts ont augmenté de 13 millions de dollars pour s'établir à 61 millions de dollars en 2019, comparativement à 48 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. Cette augmentation, principalement liée à Emera Energy, est attribuable à une reprise plus importante des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché en 2019 comparativement à 2018 et aux variations des positions existantes sur les contrats de gaz naturel en 2019, en partie contrebalancées par une hausse de l'amortissement des actifs de transport du gaz naturel en 2019.

Principales données financières consolidées par secteur d'activité

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
Bénéfice net ajusté	2019	2018	2019	2018
Services publics d'électricité de la Floride	125 \$	95 \$	186 \$	155 \$
Services publics d'électricité canadiens	42	48	138	138
Autres services publics d'électricité	23	18	39	33
Services publics de gaz naturel et infrastructure	40	25	107	78
Autres	(100)	(75)	(116)	(91)
Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	130 \$	111 \$	354 \$	313 \$
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts	(27)	(21)	61	48
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	103 \$	90 \$	415 \$	361 \$

Le tableau qui suit fait état des variations importantes du bénéfice net ajusté entre 2018 et 2019.

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos le 30 juin	Six mois clos le 30 juin
Bénéfice net ajusté – 2018	111 \$	313 \$
Services publics d'électricité de la Floride	30	31
Comptabilisation des avantages procurés par la réforme fiscale de janvier 2018 à juin 2019 dans NMGC, dont un montant de 8 M\$ est lié à 2018	12	12
Services publics de gaz naturel et infrastructure	3	17
Gain à la vente d'un immeuble en Floride	-	10
Autres services publics d'électricité	5	6
Services publics d'électricité canadiens	(6)	-
Emera Energy	(21)	(24)
Autres écarts	(4)	(11)
Bénéfice net ajusté – 2019	130 \$	354 \$

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

en millions de dollars canadiens	Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018
Flux de trésorerie liés à l'exploitation avant la variation du fonds de roulement	775 \$	767 \$
Variation du fonds de roulement	32	97
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	807 \$	864 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(264) \$	(984) \$
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(515) \$	1 \$

en millions de dollars canadiens	Au 30 juin 2019	Au 31 décembre 2018
Total de l'actif	30 860 \$	32 314 \$
Total de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	13 912 \$	15 411 \$

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

Faits saillants de l'état des résultats consolidé

en millions de dollars canadiens (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 juin			Six mois clos les 30 juin		
	2019	2018	Variation	2019	2018	Variation
Produits d'exploitation	1 378 \$	1 423 \$	(45) \$	3 196 \$	3 230 \$	(34) \$
Charges d'exploitation	1 138	1 184	46	2 414	2 501	87
Bénéfice d'exploitation	240	239	1	782	729	53
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	40	43	(3)	80	80	-
Autres produits nets (charges nettes)	6	(12)	18	19	(21)	40
Intérêts débiteurs nets	185	176	(9)	374	351	(23)
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	(15)	(3)	12	67	62	(5)
Bénéfice net	116	97	19	440	375	65
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	103	90	13	415	361	54
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts	(27)	(21)	(6)	61	48	13
Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	130 \$	111 \$	19 \$	354 \$	313 \$	41 \$
Résultat de base par action ordinaire	0,43 \$	0,38 \$	0,05 \$	1,75 \$	1,56 \$	0,19 \$
Résultat dilué par action ordinaire	0,43 \$	0,38 \$	0,05 \$	1,74 \$	1,55 \$	0,19 \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,54 \$	0,48 \$	0,06 \$	1,49 \$	1,35 \$	0,14 \$
Dividendes par action ordinaire déclarés	0,5875 \$	0,5650 \$	0,0225 \$	1,1750 \$	1,1300 \$	0,0450 \$
BALIA ajusté	555 \$	529 \$	26 \$	1 248 \$	1 170 \$	78 \$

Produits d'exploitation

Les produits d'exploitation ont diminué de 45 millions de dollars au deuxième trimestre de 2019 comparativement au deuxième trimestre de 2018. Abstraction faite de l'augmentation de 6 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, les produits d'exploitation ont diminué de 39 millions de dollars, en raison des facteurs suivants :

- une diminution de 85 millions de dollars enregistrée par le secteur Autres attribuable à la vente des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre;
- une diminution de 34 millions de dollars à Services publics d'électricité de la Floride attribuable à une baisse des tarifs de base, qui reflète l'incidence de la réforme fiscale américaine;
- une diminution de 26 millions de dollars de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation à Emera Energy attribuable aux conditions de marché moins favorables et à l'augmentation des engagements à coûts fixes visant des actifs liés au transport et au stockage.

L'incidence de ces facteurs a été partiellement contrebalancée par :

- une augmentation de 72 millions de dollars à Services publics d'électricité de la Floride découlant de l'augmentation des produits des ventes au tarif de base liés aux projets de centrales de production d'énergie solaire en service, de la croissance de la clientèle, des conditions météorologiques favorables, de l'augmentation des produits liés à une clause et de l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien;

- une augmentation de 21 millions de dollars à Services publics de gaz naturel et infrastructure attribuable à la comptabilisation par NMGC des avantages procurés par la réforme fiscale du 1^{er} janvier 2018 au 30 juin 2019, aux conditions météorologiques favorables au Nouveau-Mexique et à la croissance de la clientèle de PGS. Ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par une baisse des tarifs de base à PGS qui reflète l'incidence de la réforme fiscale américaine et des conditions météorologiques moins favorables.

Pour le premier semestre de 2019, les produits d'exploitation ont diminué de 34 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2018. Abstraction faite de l'augmentation de 17 millions de dollars des gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché, les produits d'exploitation ont diminué de 51 millions de dollars, en raison des facteurs suivants :

- une diminution de 91 millions de dollars enregistrée par le secteur Autres en raison de la vente des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre;
- une diminution de 63 millions de dollars à Services publics d'électricité de la Floride attribuable à la baisse des tarifs de base, qui reflète l'incidence de la réforme fiscale américaine;
- une diminution de 41 millions de dollars de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation à Emera Energy reflétant les conditions de marché moins favorables et l'augmentation des engagements à coûts fixes visant des actifs liés au transport et au stockage.

L'incidence de ces facteurs a été partiellement contrebalancée par :

- une augmentation de 66 millions de dollars à Services publics d'électricité de la Floride découlant de l'affaiblissement du dollar canadien et de l'augmentation des produits des ventes au tarif de base liés aux projets de centrales de production d'énergie solaire en service, de la hausse des produits liés à une clause et de la croissance de la clientèle;
- une augmentation de 37 millions de dollars à Services publics de gaz naturel et infrastructure attribuable à la comptabilisation par NMGC des avantages procurés par la réforme fiscale du 1^{er} janvier 2018 au 30 juin 2019, aux conditions météorologiques favorables au Nouveau-Mexique et à la croissance de la clientèle de PGS. Ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par une baisse des tarifs de base à PGS qui reflète l'incidence de la réforme fiscale américaine, des conditions météorologiques moins favorables et de la diminution des produits liés à une clause;
- une augmentation de 25 millions de dollars à Services publics d'électricité canadiens découlant de l'accroissement du volume des ventes de NSPI attribuable aux conditions météorologiques, de l'augmentation du prix lié au combustible et d'une hausse de la charge, en partie contrebalancés par l'incidence de l'évaluation rendue au sujet du lien maritime.

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation ont diminué de 46 millions de dollars au deuxième trimestre de 2019 comparativement au deuxième trimestre de 2018. Abstraction faite de la diminution des gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 4 millions de dollars, les charges d'exploitation ont diminué de 50 millions de dollars, en raison des facteurs suivants :

- une diminution de 61 millions de dollars enregistrée par le secteur Autres, en raison essentiellement de la vente des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre et de la centrale électrique Bayside située au Nouveau-Brunswick (« Bayside »);
- une diminution de 39 millions de dollars enregistrée par le secteur Services publics d'électricité de la Floride attribuable à une diminution des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales qui a résulté de la convention de réglementation permettant de déduire les coûts liés aux tempêtes et des avantages que lui procurera la réforme fiscale en 2018.

Cette diminution a été partiellement contrebalancée par une augmentation de :

- 38 millions de dollars à Services publics d'électricité de la Floride résultant de l'augmentation du coût du combustible, de la hausse de la dotation aux amortissements et de l'affaiblissement du dollar canadien;
- 23 millions de dollars à Services publics d'électricité canadiens principalement attribuable au moment des reports réglementaires et à la hausse des dépenses au titre des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales

Les charges d'exploitation ont diminué de 87 millions de dollars pour le premier semestre de 2019 comparativement à la période correspondante de 2018. Abstraction faite de l'augmentation des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 6 millions de dollars, les charges d'exploitation ont diminué de 81 millions de dollars, en raison des facteurs suivants :

- une diminution de 85 millions de dollars enregistrée par le secteur Autres en raison de la vente des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre et de la centrale Bayside;
- une diminution de 60 millions de dollars enregistrée par le secteur Services publics d'électricité de la Floride attribuable à une diminution des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales qui a résulté de la convention de réglementation permettant de déduire les coûts liés aux tempêtes et des avantages que lui procurera la réforme fiscale en 2018 et une diminution du coût du combustible.

L'incidence de ces facteurs a été partiellement contrebalancée par :

- une augmentation de 35 millions de dollars à Services publics d'électricité canadiens attribuable principalement à l'augmentation du combustible pour la production d'électricité et l'achat d'électricité de NSPI résultant de la hausse des prix des produits de base, de la hausse des volumes de ventes et de l'incidence de l'évaluation rendue au sujet du lien maritime;
- une augmentation de 20 millions de dollars à Services publics d'électricité de la Floride attribuable essentiellement à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien.

Autres produits nets (charges nettes)

L'augmentation des autres produits nets (charges nettes) enregistrée au deuxième trimestre résulte essentiellement de la baisse des charges de retraite non courantes de NSPI. L'augmentation enregistrée au premier semestre de 2019 découle également du gain à la vente d'un immeuble en Floride.

Intérêts débiteurs

L'augmentation des intérêts débiteurs nets pour le deuxième trimestre est principalement attribuable à l'affaiblissement du dollar canadien. Cette augmentation au cours du premier semestre de 2019 est également attribuable à la hausse des emprunts à Services publics d'électricité de la Floride et à Services publics d'électricité canadiens.

Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices

L'augmentation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices au cours du deuxième trimestre de 2019 par rapport à la période correspondante de 2018 est principalement attribuable à l'augmentation de la proportion des bénéfices gagnés dans des territoires étrangers où les taux d'imposition sont moins élevés, à l'augmentation des impôts reportés sur les bénéfices réglementés comptabilisés dans les actifs et les passifs réglementaires et à l'amortissement des passifs réglementaires d'impôts reportés. L'augmentation de la charge d'impôts sur les bénéfices n'a pas été importante pour le premier semestre de 2019.

Bénéfice net et bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires

Pour le deuxième trimestre de 2019, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a subi l'incidence défavorable de l'augmentation de 6 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts liées principalement à Emera Energy. Abstraction faite des variations défavorables découlant de la réévaluation à la valeur du marché, le bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a augmenté de 19 millions de dollars. L'augmentation est attribuable à l'apport accru du secteur Services publics d'électricité de la Floride et à la comptabilisation par NMGC des avantages procurés par la réforme fiscale, partiellement contrebalancée par la diminution de l'apport d'Emera Energy dans le secteur Autres.

Au premier semestre de 2019, l'augmentation de 13 millions de dollars des gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts attribuable principalement à Emera Energy a eu une incidence favorable sur le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires. Abstraction faite des variations favorables découlant de la réévaluation à la valeur du marché, le bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a augmenté de 41 millions de dollars. L'augmentation découle de l'apport accru du secteur Services publics d'électricité de la Floride, de l'incidence de la faiblesse du dollar canadien, de la comptabilisation des avantages procurés par la réforme fiscale de NMGC, de l'apport accru du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure et d'un gain à la vente d'un immeuble en Floride. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'apport moindre d'Emera Energy dans le secteur Autres.

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

Le résultat de base par action ordinaire et le résultat ajusté de base par action ordinaire ont augmenté au deuxième trimestre et au premier semestre, en raison de la hausse du bénéfice dont il est question ci-dessus, partiellement contrebalancée par l'incidence de la hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation.

Incidence de la conversion des monnaies étrangères

Emera exerce des activités à l'échelle internationale, y compris au Canada, aux États-Unis et dans divers pays des Caraïbes. Par conséquent, la société génère des revenus et engage des dépenses libellés en monnaies locales, qui sont convertis en dollars canadiens aux fins de la présentation de l'information financière. Les variations des taux de change, en particulier les fluctuations de la valeur du dollar américain par rapport au dollar canadien, peuvent avoir une incidence positive ou négative sur les résultats d'Emera.

Le bénéfice provenant des établissements à l'étranger d'Emera est converti en dollars canadiens. En règle générale, le bénéfice d'Emera profite de l'affaiblissement du dollar canadien et subit les contrecoups de son raffermissement. L'incidence des taux de change au cours d'une période donnée est attribuable aux variations des taux, au moment où est généré le bénéfice provenant des établissements à l'étranger au cours de la période et au pourcentage du bénéfice provenant des établissements à l'étranger au cours de la période.

Les résultats des établissements à l'étranger sont convertis au taux de change moyen pondéré, et les actifs et les passifs des établissements à l'étranger sont convertis au cours en vigueur à la clôture de la période. Les taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain pour 2019 et 2018 s'établissent comme suit :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin		Exercice clos le 31 décembre
	2019	2018	2019	2018	2018
Taux de change moyen pondéré \$ CA/\$ US	1,34 \$	1,29 \$	1,33 \$	1,27 \$	1,30 \$
Taux de change \$ CA/\$ US à la clôture de la période	1,31 \$	1,32 \$	1,31 \$	1,32 \$	1,36 \$

L'affaiblissement du dollar canadien a entraîné une augmentation de 2 millions de dollars du bénéfice et de 4 millions de dollars du bénéfice ajusté au deuxième trimestre de 2019 par rapport au deuxième trimestre de 2018. L'affaiblissement du dollar canadien a entraîné une augmentation de 14 millions de dollars du bénéfice et de 12 millions de dollars du bénéfice ajusté au premier semestre de 2019 par rapport au premier semestre de 2018.

Conformément à ses politiques en matière de gestion des risques, Emera gère en partie le risque de change en utilisant la dette libellée en dollars américains pour financer ses activités aux États-Unis, et elle recourt à des dérivés de change à court terme afin de couvrir certaines opérations spécifiques. Emera n'utilise pas d'instruments financiers dérivés à des fins de négociation des monnaies étrangères ou de spéculation.

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

en millions de dollars américains	Trois mois clos les		Six mois clos les	
	30 juin		30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Services publics d'électricité de la Floride	93 \$	73 \$	139 \$	121 \$
Autres services publics d'électricité	17	14	29	26
Services publics de gaz naturel et infrastructure ¹⁾	25	13	70	49
	135	100	238	196
Secteur Autres ²⁾	(59)	(32)	(75)	(35)
Total³⁾	76 \$	68 \$	163 \$	161 \$

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

2) Comprend la tranche du bénéfice net ajusté en dollars américains d'Emera Energy Services, des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre et de Bear Swamp, ainsi que les intérêts débiteurs sur la dette libellée en dollars américains d'Emera Inc.

3) Les montants présentés ci-dessus ne tiennent pas compte de l'incidence des réévaluations à la valeur du marché.

SURVOL DE L'ENTREPRISE ET PERSPECTIVES COMMERCIALES

Depuis le 1^{er} janvier 2019, Emera a révisé ses secteurs à présenter afin de les harmoniser avec ses priorités stratégiques et sa gouvernance interne. Ces nouveaux secteurs à présenter correspondent à la façon dont la société évalue le rendement financier et prend des décisions concernant l'affectation des ressources.

Les cinq nouveaux secteurs à présenter sont les suivants :

- Services publics d'électricité de la Floride;
- Services publics d'électricité canadiens;
- Autres services publics d'électricité;
- Services de gaz naturel et infrastructure;
- Autres.

Services publics d'électricité de la Floride

Services publics d'électricité de la Floride se compose de Tampa Electric, une entreprise de services publics d'électricité réglementée et verticalement intégrée qui offre des services de production, de transport et de distribution d'électricité aux abonnés du centre-ouest de la Floride.

Tampa Electric prévoit dégager son RCP respectant la fourchette autorisée en 2019 et s'attend à ce que les tarifs de base et les bénéfices soient supérieurs à ceux des années précédentes. Tampa Electric prévoit que les taux de croissance de la consommation de 2019 seront semblables à ceux de 2018, ce qui reflète la croissance économique en Floride. En supposant des conditions météorologiques normales pour le reste de 2019, le volume des ventes de Tampa Electric devrait être semblable à celui de 2018, qui avait bénéficié de conditions météorologiques favorables au deuxième semestre de l'exercice.

Au deuxième trimestre de 2019, une loi a été adoptée en Floride pour établir une clause de recouvrement des coûts de protection contre les tempêtes. Cette nouvelle clause prévoit un processus permettant aux services publics de Floride qui appartiennent à des investisseurs, dont Tampa Electric, de recouvrer les coûts encourus pour mettre en place des mesures supplémentaires – non comprises dans les tarifs de base – visant à rendre le réseau de transport et de distribution plus résistant aux tempêtes. On s'attend à ce que la FPSC propose une règle pour mettre en œuvre cette clause d'ici le 31 octobre 2019.

Le 28 juin 2019, Tampa Electric a présenté une demande de rajustement du tarif de base lié à l'énergie solaire (*solar base rate adjustment*) (« SoBRA ») pour le 1^{er} janvier 2020. Ce SoBRA représente 149 MW et des produits requis estimés à 27 millions de dollars américains par année. Une décision de la FPSC concernant les tarifs de cette demande de SoBRA est attendue au quatrième trimestre de 2019.

En septembre 2017, l'ouragan Irma a eu une incidence négative sur Tampa Electric, qui a engagé des coûts de restauration d'environ 102 millions de dollars américains. Le 1^{er} mars 2018, la FPSC a approuvé une convention de règlement déposée par Tampa Electric qui l'autorise à déduire le montant du recouvrement des coûts liés aux tempêtes du recouvrement des avantages estimatifs que lui procurera la réforme fiscale américaine en 2018 et qui seront remis aux clients. Le 14 juin 2019, la FPSC a approuvé la convention de règlement de Tampa Electric avec les parties représentant les consommateurs concernant l'admissibilité des coûts liés aux tempêtes. Par conséquent, Tampa Electric remboursera 12 millions de dollars américains aux clients en janvier 2020, ce qui aura une incidence minimale sur le bénéfice.

En 2019, les dépenses en immobilisations du secteur Services publics d'électricité de la Floride devraient s'élever à environ 1,0 milliard de dollars américains (940 millions de dollars américains en 2018), y compris la provision pour fonds utilisés pendant la construction (la « PFUPC »). Les projets d'investissement visent notamment à assurer la fiabilité normale du réseau et la croissance, y compris les investissements dans la modernisation de la centrale électrique Big Bend, dont l'approbation finale a été obtenue le 25 juillet 2019, les projets d'énergie solaire et les compteurs avancés. Le bénéfice provenant de ces projets sera tiré de la PFUPC au cours de la période de construction.

Services publics d'électricité canadiens

Le secteur Services publics d'électricité canadiens englobe ce qui suit :

- NSPI, un service d'électricité réglementé verticalement intégré qui fournit des services de production, de transport et de distribution d'électricité et est le principal fournisseur d'électricité aux clients de la Nouvelle-Écosse;
- ENL, une société de portefeuille détenant des placements en titres de capitaux propres dans NSPML et dans LIL, deux investissements dans le transport d'électricité qui sont liés à l'aménagement d'une centrale hydroélectrique de 824 MW à Muskrat Falls, située sur le cours inférieur du fleuve Churchill, au Labrador.
 - Le lien maritime est entré en service le 15 janvier 2018. Il permet le transport de l'énergie entre Terre-Neuve-et-Labrador et la Nouvelle-Écosse, ainsi qu'une fiabilité accrue et des avantages connexes, ce qui favorise l'efficacité et la fiabilité de l'énergie des deux provinces. Le lien maritime transportera à plus grande capacité lorsque le projet de production hydroélectrique du cours inférieur du fleuve Churchill sera terminé.
 - La construction du projet LIL est terminée et Nalcor Energy (« Nalcor ») a enregistré le premier courant d'énergie provenant du Labrador vers Terre-Neuve en juin 2018. Nalcor poursuit ses efforts relatifs à la mise en service du projet LIL, qu'elle prévoit avoir terminé en 2020.

NSPI

NSPI prévoit dégager un RCP respectant sa fourchette autorisée en 2019 et s'attend à une croissance modérée des tarifs, qui entraînera une augmentation similaire du bénéfice.

Le 27 juin 2019, NSPI a déposé une demande de plan de stabilité tarifaire du combustible auprès de la Régie. Si cette demande est approuvée, il en résultera une augmentation tarifaire annuelle moyenne de 2 % par année pour la période de 2020 à 2022 afin de recouvrer les coûts du combustible. Une audience est prévue en octobre 2019 et la Régie devrait rendre sa décision d'ici la fin de 2019.

NSPI est assujettie à des lois et règlements en matière d'environnement, tels qu'ils ont été définis par le gouvernement du Canada et la province de la Nouvelle-Écosse. NSPI continue de collaborer avec ces deux paliers de gouvernement afin de se conformer à ces lois et règlements, en maximisant l'efficacité des mesures de contrôle des émissions et en minimisant les coûts pour les clients. NSPI prévoit que les coûts prudemment engagés pour réaliser les réductions prévues par la loi seront recouvrables auprès des clients en vertu du cadre réglementaire qui s'applique aux activités de NSPI.

Le gouvernement du Canada a mis en place des lois et des règlements qui obligeront les centrales au charbon à fermer avant la fin de leur vie économique et au plus tard en 2030. La province de la Nouvelle-Écosse a adopté des lois et des règlements qui ont été jugés équivalents aux règlements fédéraux. En mars 2019, le renouvellement proposé de l'Accord d'équivalence Canada-Nouvelle-Écosse a été publié aux fins de commentaires du public et devrait être finalisé d'ici la fin de 2019. Cet accord, dans sa forme actuelle, permettra à NSPI de se conformer jusqu'en 2029 aux règlements fédéraux relatifs aux émissions de gaz à effet de serre en respectant les exigences législatives et réglementaires provinciales, qui sont considérées comme équivalentes aux exigences fédérales. Les efforts sont maintenant axés sur l'élaboration d'un accord d'équivalence qui s'étendrait jusqu'en 2040 et qui reconnaîtrait des résultats équivalents entre les lois et règlements environnementaux fédéraux et provinciaux.

NSPI a terminé son inscription en vertu du Règlement sur le programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse et a reçu en avril 2019 les crédits d'émissions qui lui ont été accordés. Ces crédits de 2019 seront utilisés en 2019 ou attribués à d'autres années au cours de la période de conformité initiale de quatre ans, soit de 2019 à 2022. NSPI prévoit que tous les coûts prudemment engagés pour se conformer au Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques du gouvernement du Canada et au Règlement sur le programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse seront recouvrables auprès des clients en vertu du cadre réglementaire de NSPI.

En mai 2019, le ministère de l'Environnement de la Nouvelle-Écosse a informé NSPI qu'il avait l'intention de proposer des modifications au Règlement sur la qualité de l'air de la Nouvelle-Écosse (le « règlement ») concernant les émissions de dioxyde de soufre (« SO₂ ») qui atténueront la réduction de ces émissions pour la période du plan de stabilité tarifaire du combustible de 2020 à 2022. Le règlement a entraîné une diminution constante des émissions de SO₂ depuis 2005. Le règlement actuel prévoit une autre série de diminutions à compter de 2020, selon l'hypothèse que la centrale de Muskrat Falls sera en service d'ici 2020. Étant donné le retard dans le projet de Muskrat Falls, le gouvernement provincial accorde à NSPI une souplesse à court terme en ce qui a trait aux émissions afin d'éviter des hausses tarifaires importantes pour les Néo-Écossais, tout en poursuivant la tendance vers la diminution des émissions de SO₂ en Nouvelle-Écosse. NSPI a intégré l'incidence de ces changements dans le plan de stabilité tarifaire du combustible qu'elle a déposé auprès de la Régie le 27 juin 2019.

NSPI continue de faire progresser sa stratégie « du charbon à l'énergie propre ». À ce jour, des réductions de plus de 30 % des émissions de dioxyde de carbone ont été réalisées par rapport aux niveaux de 2005, ce qui dépasse la cible fixée par la 21^e Conférence des Parties de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, soit une réduction de 30 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2005. NSPI est en bonne voie de réduire ses émissions de dioxyde de carbone de plus de 55 % d'ici 2030.

En 2019, NSPI prévoit consacrer environ 360 millions de dollars (348 millions de dollars en 2018), y compris la PFUPC, à des projets d'investissement visant à assurer la fiabilité du réseau et dans les compteurs avancés.

ENL

La quote-part du bénéfice de NSPML et de LIL devrait être légèrement plus élevée en 2019 qu'en 2018. Les investissements dans NSPML et LIL sont comptabilisés au poste « Placements assujettis à une influence notable » des bilans consolidés résumés d'Emera.

NSPML

La contribution du lien maritime à la quote-part du bénéfice sera tributaire du RCP approuvé et du rendement d'exploitation de NSPML. Le RCP approuvé s'établit à 9 %.

NSPML a reçu l'autorisation de la Régie de percevoir 111 millions de dollars de NSPI pour le recouvrement des coûts associés au lien maritime en 2019, somme qui est déjà comprise dans les taux de NSPI. Ce paiement est assujéti à une retenue de 10 millions de dollars. Le 14 juin 2019, NSPML a déposé une demande d'évaluation provisoire demandant le recouvrement des coûts de 2020 d'environ 145 millions de dollars auprès de NSPI. NSPI a inclus la différence de 34 millions de dollars dans son projet de plan de stabilité tarifaire du combustible qu'elle a déposé auprès de la Régie. Une décision de la Régie est attendue au quatrième trimestre de 2019.

NSPML prévoit investir en 2019 environ 40 millions de dollars (15 millions de dollars en 2018) en dépenses en immobilisations.

LIL

La quote-part du bénéfice provenant des investissements dans LIL est fondée sur la valeur comptable de l'investissement en capitaux propres ainsi que sur le RCP approuvé. L'investissement d'Emera en capitaux propres se chiffre actuellement à 556 millions de dollars et devrait atteindre environ 579 millions de dollars d'ici la fin de 2019 et se composer d'un apport en capitaux propres de 410 millions de dollars et du cumul des bénéfices non répartis estimé à 169 millions de dollars. Le total des apports en capitaux propres d'Emera dans le projet LIL, compte non tenu du cumul des bénéfices non répartis, devrait s'élever à environ 600 millions de dollars lorsque tous les projets réalisés sur le cours inférieur du fleuve Churchill, dont Muskrat Falls, seront achevés. Nalcor prévoit que ces projets seront achevés au deuxième semestre de 2020.

Nalcor prévoit que des revenus en trésorerie et un rendement des capitaux propres commenceront à être générés en 2020 et Emera continuera de comptabiliser jusque-là un bénéfice tiré de la PFUPC.

Autres services publics d'électricité

Le secteur Autres services publics d'électricité englobe ce qui suit :

- Emera Maine, une entreprise de services publics réglementée de transport et de distribution d'électricité dans l'État du Maine. Le 25 mars 2019, Emera a annoncé la conclusion d'une entente visant la vente d'Emera Maine. La clôture de la transaction devrait avoir lieu vers la fin de 2019, sous réserve des approbations réglementaires. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour plus de précisions.
- Emera (Caribbean) Incorporated (« ECI »), société de portefeuille qui détient des entreprises de services publics d'électricité réglementées, qui comprend BLPC, une entreprise de services publics d'électricité réglementée et verticalement intégrée de l'île de la Barbade, et GBPC, une entreprise de services publics d'électricité réglementée et verticalement intégrée de l'île de Grand Bahama. ECI détient également :
 - une participation de 51,9 % dans Domlec, une entreprise de services publics d'électricité réglementée et verticalement intégrée située sur l'île de la Dominique;
 - une participation de 19,1 % dans Lucelec, une entreprise de services publics d'électricité réglementée et verticalement intégrée située sur l'île de Sainte-Lucie.

Le bénéfice du secteur Autres services publics d'électricité devrait augmenter par rapport à l'exercice précédent. La vente d'Emera Maine devrait avoir lieu à la fin de 2019, ce qui se traduira par une contribution au bénéfice d'environ un an pour 2019. Emera Maine prévoit une légère augmentation des tarifs de base en 2019 en raison de ses investissements continus dans l'infrastructure de transport et de distribution, qui se traduisent par une légère hausse du bénéfice. Le bénéfice des entreprises de services publics d'ECI en 2019 devrait être conforme à celui de 2018.

En 2019, les dépenses en immobilisations du secteur Autres services publics d'électricité devraient s'élever à environ 200 millions de dollars américains (144 millions de dollars américains en 2018). Emera Maine investira principalement dans des projets au titre du transport et de la distribution visant à assurer la fiabilité normale du réseau. Les entreprises de services publics d'ECI prévoient des dépenses en immobilisations dans des sources de production plus efficaces et plus propres, y compris les énergies renouvelables et le stockage dans des batteries.

Services publics de gaz naturel et infrastructure

Le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure englobe ce qui suit :

- PGS, une société de distribution de gaz naturel réglementée qui assure l'approvisionnement, la distribution et la vente de gaz naturel aux abonnés de la Floride;
- NMGC, une société de distribution de gaz naturel réglementée qui assure l'approvisionnement, le transport, la distribution et la vente de gaz naturel aux abonnés du Nouveau-Mexique;
- SeaCoast, une entreprise de transport de gaz naturel intraétatique réglementée offrant des services en Floride;
- Brunswick Pipeline, un gazoduc de 145 kilomètres réglementé qui achemine du gaz naturel regazéifié et liquéfié de Saint John (Nouveau-Brunswick) jusqu'aux marchés du nord-est des États-Unis;
- La participation non consolidée d'Emera dans M&NP.

Le bénéfice du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure devrait augmenter par rapport à l'exercice précédent. PGS prévoit dégager un RCP respectant sa fourchette autorisée en 2019 et s'attend à une croissance des tarifs et du bénéfice par rapport aux exercices précédents. PGS prévoit que les taux de croissance de la consommation en 2019 seront semblables à ceux de 2018, ce qui reflète la croissance économique en Floride et l'optimisation des possibilités existantes alors que ce service public augmente sa pénétration du marché de la Floride. La croissance du volume des ventes de PGS devrait être inférieure en 2019, les ventes de produits énergétiques en 2018 ayant bénéficié de conditions météorologiques favorables. NMGC s'attend à une croissance des bénéfices et du tarif de base par rapport aux exercices précédents en raison de la comptabilisation au deuxième trimestre des avantages procurés par la réforme fiscale, comme il est indiqué ci-dessous, et des températures plus froides enregistrées tout au long du premier trimestre. Les taux de croissance de la consommation devraient être semblables à ceux de 2018, ce qui reflète les attentes en matière de mises en chantier et de nouveaux raccordements.

Le 17 juillet 2019, la NMPRC a approuvé une augmentation des tarifs de NMGC à compter d'août 2019 et a permis à NMGC de conserver les avantages procurés par la réforme fiscale du 1^{er} janvier 2018 jusqu'à la date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs. Les nouveaux tarifs seront introduits progressivement sur une période de deux ans et devraient se traduire par une augmentation annuelle des produits d'environ 3 millions de dollars américains. L'incidence de la conservation des avantages procurés par la réforme fiscale s'est traduite par une augmentation de 9 millions de dollars américains des bénéfices au deuxième trimestre de 2019, dont une tranche de 6 millions de dollars américains se rapporte à 2018. La NMPRC a également approuvé le mécanisme d'ajustement météorologique proposé par le service public.

En 2019, les dépenses en immobilisations du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure devraient s'élever à environ 350 millions de dollars américains (254 millions de dollars américains en 2018), y compris la PFUPC. PGS investira pour étendre son réseau et pour soutenir la croissance de la consommation. NMGC terminera les phases de planification du projet de canalisation principale « en boucle » de Santa Fe en 2019 et continuera d'investir dans les améliorations de son réseau.

Autres

Le secteur Autres comprend les activités commerciales qui, au cours d'un exercice normal, sont inférieures au seuil requis pour être déclarées comme un secteur distinct, ainsi que les charges et les produits de l'entreprise qui ne sont pas directement attribués aux activités des filiales et des investissements d'Emera.

Les activités d'exploitation du secteur Autres comprennent :

- Emera Energy, qui comprend :
 - Emera Energy Services (« EES »), entreprise de commercialisation et de négociation d'énergie physique détenue en propriété exclusive;
 - Emera Energy Generation (« EEG »), portefeuille détenu en propriété exclusive de centrales électriques situées en Nouvelle-Angleterre et dans les provinces maritimes canadiennes. En mars 2019, Emera a conclu la vente des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre et de la centrale Bayside. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour plus de précisions;
 - un placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation en coentreprise de 50,0 % dans Bear Swamp, centrale hydroélectrique à réserve pompée de 600 MW située dans le nord-ouest de l'État du Massachusetts.
- Emera Utility Services (« EUS »), entrepreneur en services publics exerçant ses activités principalement au Canada atlantique. Au deuxième trimestre de 2019, Emera a conclu un accord visant la vente des équipements d'EUS. La clôture de la transaction devrait avoir lieu au troisième trimestre de 2019.

Les éléments du siège social compris dans le secteur Autres constituent certaines fonctions touchant l'ensemble de la société, y compris la direction supérieure, la planification stratégique, les services de trésorerie, les services juridiques, l'information financière, la planification fiscale, l'expansion des activités de la société, la gouvernance d'entreprise, l'audit interne, les relations avec les investisseurs, la gestion des risques, l'assurance, les coûts d'acquisition et les coûts liés aux cessions, les gains ou pertes sur la vente de certains actifs et les activités liées aux ressources humaines de la société. Ils comprennent les produits d'intérêts sur les financements intersociétés enregistrés au poste « Produits intersociétés », de même que les charges d'intérêts sur la dette de la société au Canada et aux États-Unis. De plus, ils comprennent les coûts associés aux activités du siège social qui ne sont pas directement attribués aux activités des filiales et des investissements d'Emera.

Le bénéfice d'EES est généralement tributaire de la conjoncture de marché, et plus particulièrement de la volatilité sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel. Celle-ci peut être influencée par les conditions météorologiques, les limites d'approvisionnement locales et d'autres facteurs de l'offre et de la demande, et peut offrir l'occasion d'obtenir une marge supérieure. Ces activités sont saisonnières; le premier et le quatrième trimestres offrant généralement la plus grande possibilité de gains. Dans des conditions de marché normales, on s'attend généralement à ce que la société réalise un bénéfice net ajusté annuel de 15 à 30 millions de dollars américains (marge de 45 à 70 millions de dollars américains), lequel peut dépasser cette fourchette dans des conditions de marché favorables. D'après les résultats depuis le début de l'exercice, EES s'attend à ce que son bénéfice se situe à l'extrémité inférieure de cette fourchette en 2019.

Le secteur Autres devrait contribuer positivement au bénéfice en 2019 en raison de la vente d'Emera Maine; un gain important devrait être comptabilisé dans le bénéfice à la clôture. Abstraction faite de ce gain, la perte nette ajustée du secteur Autres devrait augmenter par rapport à l'exercice précédent, en raison principalement de la vente des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre, ce qui se traduit par une contribution au bénéfice de seulement trois mois en 2019, et de la hausse des coûts du siège social en 2019. Les coûts du siège social devraient être plus élevés en raison de l'augmentation de la charge au titre des dividendes privilégiés attribuable à l'émission d'actions privilégiées supplémentaires en 2018 et de la diminution des recouvrements d'impôts attribuable à la modification des facteurs de répartition des impôts de l'État de la Floride, qui a entraîné la réévaluation en 2018 de certains soldes des impôts reportés.

En 2019, les dépenses en immobilisations du secteur Autres devraient s'élever à environ 50 millions de dollars (75 millions de dollars en 2018).

BILANS CONSOLIDÉS – FAITS SAILLANTS

Les variations importantes survenues aux bilans consolidés résumés entre le 31 décembre 2018 et le 30 juin 2019 incluent ce qui suit :

en millions de dollars canadiens	Augmentation (diminution) totale	Augmentation (diminution) attribuable au classement comme détenu en vue de la vente ¹⁾	Autres augmentations (diminutions)	Explication des autres augmentations (diminutions)
Actif				
Instruments dérivés (à court terme et à long terme)	(52)	-	(52)	Diminution attribuable au règlement de dérivés et à la baisse des prix des produits de base à NSPI, contrebalancée en partie par le dérivé sur actions du siège social d'Emera.
Actifs réglementaires (à court terme et à long terme)	(59)	(125)	66	Augmentation attribuable aux instruments dérivés et à l'actif réglementaire d'impôts reportés à NSPI, contrebalancée en partie par l'incidence du raffermissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères d'Emera.
Débiteurs et autres actifs (à court terme et à long terme)	(420)	(77)	(343)	Diminution attribuable à la baisse des prix des produits de base et à la baisse des positions de la garantie en trésorerie d'Emera Energy, au remboursement attendu de reports prospectifs de crédits au titre de l'impôt minimum de remplacement au siège social et à l'incidence du raffermissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des filiales étrangères d'Emera.
Actifs détenus en vue de la vente (à court terme et à long terme), déduction faite des passifs	(102)	706	(808)	Diminution attribuable à la conclusion de la vente des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre.
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé	(1 310)	(1 285)	(25)	Diminution attribuable à l'incidence du raffermissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères d'Emera, en partie contrebalancée par les ajouts à Tampa Electric et à NSPI.
Goodwill	(404)	(149)	(255)	Diminution attribuable à l'incidence du raffermissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des filiales étrangères d'Emera.

Passif et capitaux propres				
Dettes à court terme et dettes à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(1 387)	(482)	(905)	Diminution attribuable à l'incidence du raffermissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères d'Emera et au remboursement du billet en dollars américains d'Emera US Finance LP qui était arrivé à échéance, en partie contrebalancés par l'augmentation des emprunts à NSPI.
Créditeurs	(350)	(38)	(312)	Diminution attribuable à l'incidence du raffermissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des filiales étrangères d'Emera, à la baisse des prix des produits de base à Emera Energy, à la baisse des positions de la garantie en trésorerie sur les instruments dérivés à NSPI ainsi qu'au calendrier des paiements des créanciers à Tampa Electric, à NSPI et à NMGC.
Passifs d'impôts reportés, déduction faite des actifs d'impôts reportés	(234)	(197)	(37)	Aucun changement important après avoir éliminé l'incidence du classement comme détenu en vue de la vente.
Instruments dérivés (à court terme et à long terme)	(110)	-	(110)	Diminution attribuable à la reprise de conventions de gestion d'actifs en 2018 et à la variation des positions existantes, contrebalancées en partie par l'obtention de nouveaux contrats à Emera Energy.
Passifs réglementaires (à court terme et à long terme)	(304)	(157)	(147)	Diminution attribuable essentiellement à l'incidence du raffermissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des filiales étrangères d'Emera et aux reports liés aux instruments dérivés de NSPI.
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite	(102)	(71)	(31)	Aucun changement important après avoir éliminé l'incidence du classement comme détenu en vue de la vente.
Autres passifs (à court terme et à long terme)	26	(28)	54	Hausse découlant des crédits d'impôt à l'investissement liés aux projets d'énergie solaire à Tampa Electric, en partie contrebalancés par l'incidence du raffermissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères d'Emera.
Actions ordinaires	194	-	194	Hausse découlant du régime de réinvestissement des dividendes et de l'augmentation des options exercées.
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(257)	-	(257)	Baisse attribuable à l'incidence du raffermissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des filiales étrangères d'Emera.
Bénéfices non répartis	137	-	137	Augmentation attribuable au bénéfice net en excédent des dividendes payés.

- 1) Le 25 mars 2019, Emera a annoncé la vente d'Emera Maine. Au 30 juin 2019, les actifs et les passifs d'Emera Maine étaient classés comme étant détenus en vue de la vente. Se reporter à la rubrique « Faits récents » et à la note 4 des états financiers consolidés résumés pour plus de précisions.

FAITS RÉCENTS

Programme d'émission d'actions « au cours du marché »

Le 11 juillet 2019, Emera a mis sur pied un programme d'émission d'actions au cours du marché (« programme ACM ») qui permet à la société d'émettre au public jusqu'à 600 millions de dollars de nouvelles actions ordinaires au prix courant du marché, à l'occasion et selon son gré. Le programme ACM a été établi en vertu d'un supplément au prospectus préalable de base simplifié de la société, qui a été déposé le 14 juin 2019 et qui demeurera en vigueur jusqu'au 14 juillet 2021.

Au 9 août 2019, la société n'avait émis aucune action en vertu du programme ACM.

Élimination de la restriction législative visant la propriété d'actions d'Emera par des non-résidents canadiens

Le 12 avril 2019, des modifications aux lois de la Nouvelle-Écosse intitulées *Nova Scotia Power Privatization Act* et *Nova Scotia Power Reorganization (1998) Act* ont été adoptées, éliminant la restriction législative empêchant les non-résidents canadiens de détenir plus de 25 % des actions comportant droit de vote d'Emera, au total. Le 11 juillet 2019, les actionnaires ont adopté une résolution spéciale visant à modifier immédiatement les statuts de constitution de la société afin de supprimer cette restriction.

Vente des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre d'Emera Energy et de la centrale Bayside

Le 29 mars 2019, Emera a conclu la vente de ses trois centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre pour un produit en trésorerie de 799 millions de dollars (598 millions de dollars américains), y compris des ajustements du fonds de roulement. Le 5 mars 2019, la société a vendu sa centrale Bayside, ce qui lui a rapporté un produit en trésorerie de 46 millions de dollars. Une perte négligeable a été comptabilisée relativement à ces cessions. Le produit de ces ventes a servi à réduire la dette de la société et à appuyer des occasions d'investissement en immobilisations dans le secteur des entreprises réglementées de services publics d'Emera.

Vente imminente d'Emera Maine

Le 25 mars 2019, Emera a annoncé la vente d'Emera Maine pour une valeur totale d'entreprise d'environ 1,3 milliard de dollars américains, incluant un produit en trésorerie de 959 millions de dollars américains, un transfert de dette et un ajustement du fonds de roulement à la clôture. La transaction devrait être finalisée à la fin de 2019, sous réserve de certaines approbations réglementaires, y compris l'approbation de la MPUC. Le 25 juin 2019, la transaction a reçu l'approbation de la FERC et, le 18 juillet 2019, le comité sur les placements étrangers aux États-Unis, appelé le *Committee on Foreign Investment in the United States*, a terminé son examen de la transaction et n'a trouvé aucune préoccupation non résolue concernant la sécurité nationale. Les dispositions applicables de la loi intitulée *Hart-Scott Rodino Antitrust Improvements Act* ont été respectées. Un gain important devrait être comptabilisé dans le bénéfice à la clôture. Le produit de la vente servira à appuyer des occasions d'investissement en immobilisations dans les entreprises réglementées de services publics d'Emera, ainsi qu'à réduire la dette de la société.

INFORMATION SUR LES ACTIONS ORDINAIRES EN CIRCULATION

Actions ordinaires émises et en circulation :	Millions d'actions	Millions de dollars canadiens
Solde au 31 décembre 2017	228,77	5 601 \$
Conversion de débentures convertibles	0,01	-
Émission d'actions ordinaires	0,45	22
Émises contre trésorerie aux termes de régimes d'achat, au cours du marché	4,87	200
Escompte sur les actions achetées aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	-	(9)
Options exercées aux termes d'un régime d'options d'achat d'actions à l'intention des cadres supérieurs	0,02	1
Régime d'achat d'actions à l'intention des employés	-	1
Solde au 31 décembre 2018	234,12	5 816 \$
Émises contre trésorerie aux termes de régimes d'achat, au cours du marché	2,20	106
Escompte sur les actions achetées aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	-	(5)
Options exercées aux termes d'un régime d'options d'achat d'actions à l'intention des cadres supérieurs	2,29	93
Solde au 30 juin 2019	238,61	6 010 \$

Au 6 août 2019, 238,7 millions d'actions ordinaires étaient émises et en circulation.

Le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation ayant servi au calcul du résultat de base, ce qui comprend à la fois les actions ordinaires émises et en circulation et les unités d'actions différées en circulation, s'est établi à 239,2 millions d'actions pour le trimestre clos le 30 juin 2019 (232,5 millions d'actions en 2018) et à 237,8 millions d'actions pour le semestre clos le 30 juin 2019 (231,8 millions d'actions en 2018).

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES

Services publics d'électricité de la Floride

Sauf indication contraire, tous les montants sont libellés en dollars américains.

en millions de dollars américains (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	521 \$	511 \$	933 \$	972 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité	156	151	271	292
Contribution au bénéfice net consolidé	93 \$	73 \$	139 \$	121 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	125 \$	95 \$	186 \$	155 \$
Contribution au résultat consolidé par action ordinaire de base – \$ CA	0,52 \$	0,41 \$	0,78 \$	0,67 \$
Taux de change moyen pondéré entre le dollar canadien et le dollar américain aux fins du calcul du bénéfice net	1,34 \$	1,29 \$	1,34 \$	1,26 \$
BAIIA	226 \$	193 \$	392 \$	353 \$
BAIIA – \$ CA	301 \$	249 \$	522 \$	451 \$

Bénéfice net

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

en millions de dollars américains	Trois mois clos le 30 juin	Six mois clos le 30 juin
Contribution au bénéfice net consolidé – 2018	73 \$	121 \$
Augmentation (diminution) des produits d'exploitation – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité » ci-après	10	(39)
(Augmentation) diminution des charges liées au combustible pour la production d'électricité et l'achat d'électricité – se reporter à la rubrique « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité » ci-après	(5)	21
Diminution des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable à la convention de réglementation de Tampa Electric visant à déduire les avantages que lui procurera la réforme fiscale en 2018 et aux coûts liés aux tempêtes qui étaient comptabilisés dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales en 2018. À compter de 2019, les avantages procurés par la réforme fiscale se traduiront par une baisse des tarifs de base.	26	50
Augmentation de l'amortissement attribuable à l'augmentation des immobilisations corporelles	(6)	(11)
Augmentation des intérêts débiteurs attribuable à la hausse des dépenses en immobilisations	(4)	(6)
Augmentation des autres produits attribuable à la hausse du bénéfice tiré de la PFUPC qui a découlé de la modernisation de la centrale Big Bend, des travaux de construction des projets d'énergie solaire et des projets liés aux compteurs avancés	2	4
Autres	(3)	(1)
Contribution au bénéfice net consolidé – 2019	93 \$	139 \$

La contribution en dollars canadiens du secteur Services publics d'électricité de la Floride au bénéfice net consolidé a augmenté de 30 millions de dollars au deuxième trimestre de 2019, comparativement au deuxième trimestre de 2018. La contribution en dollars canadiens du secteur Services publics d'électricité de la Floride au bénéfice net consolidé a augmenté de 31 millions de dollars au premier semestre de 2019. Les augmentations pour les deux périodes sont attribuables à la hausse des produits des ventes au tarif de base liés à la mise en service de projets de production d'énergie solaire, à la croissance de la clientèle et à la hausse du bénéfice tiré de la PFUPC. La hausse des produits des ventes au tarif de base au deuxième trimestre de 2019 était également attribuable aux conditions météorologiques favorables. Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par la diminution des tarifs de base attribuable à la réforme fiscale américaine et par la hausse de l'amortissement et des intérêts débiteurs. La réduction des tarifs de base résultant de la réforme fiscale a été contrebalancée par une baisse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales en 2019 puisque les avantages procurés par la réforme fiscale de 2018 ont été portés en déduction des coûts liés aux tempêtes comptabilisés dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales en 2018.

L'incidence de la variation des taux de change a entraîné une augmentation du bénéfice en dollars canadiens de 4 millions de dollars et de 7 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement.

Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité

Depuis le 1^{er} janvier 2019, tel que l'a approuvé la FPSC, les tarifs de base de Tampa Electric ont été réduits de 103 millions de dollars par année dans le but de refléter l'incidence de la réforme fiscale, ce qui a entraîné une baisse des produits de 25 millions de dollars au deuxième trimestre de 2019 et une baisse de 47 millions de dollars pour le premier semestre.

Les produits tirés des ventes d'électricité ont augmenté de 10 millions de dollars pour s'établir à 521 millions de dollars au deuxième trimestre de 2019, en comparaison de 511 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018. Les produits tirés des ventes d'électricité ont diminué de 39 millions de dollars pour s'établir à 933 millions de dollars pour le premier semestre de 2019, en comparaison de 972 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. L'augmentation au deuxième trimestre de 2019 est attribuable à la hausse des produits des ventes au tarif de base et des produits liés à la clause de recouvrement des coûts se rapportant à la mise en service de projets de production d'énergie solaire, à la croissance de la clientèle et aux conditions météorologiques, partiellement contrebalancées par une baisse des tarifs de base en raison de la réforme fiscale américaine. Les produits ont diminué au premier semestre de 2019 en raison de la baisse des tarifs de base découlant de la réforme fiscale américaine et de la diminution des produits liés à la clause de recouvrement des coûts, partiellement contrebalancées par la hausse des produits des ventes au tarif de base liés à la mise en service de projets de production d'énergie solaire et à la croissance de la clientèle.

Les produits tirés des ventes d'électricité et les volumes des ventes d'électricité sont résumés dans les tableaux suivants par catégorie de clients :

Produits tirés des ventes d'électricité pour le deuxième trimestre en millions de dollars américains

	2019	2018
Résidentiel	261 \$	241 \$
Commercial	141	140
Industriel	42	40
Autres ¹⁾	77	90
Total	521 \$	511 \$

1) Le poste « Autres » comprend les ventes aux autorités publiques, les ventes hors système à d'autres services publics et les reports réglementaires liés à des clauses.

Produits tirés des ventes d'électricité pour le premier semestre en millions de dollars américains

	2019	2018
Résidentiel	467 \$	471 \$
Commercial	261	272
Industriel	76	78
Autres ¹⁾	129	151
Total	933 \$	972 \$

1) Le poste « Autres » comprend les ventes aux autorités publiques, les ventes hors système à d'autres services publics et les reports réglementaires liés à des clauses.

Volumes des ventes d'électricité pour le deuxième trimestre

Gigawattheures (« GWh »)

	2019	2018
Résidentiel	2 366	2 133
Commercial	1 543	1 503
Industriel	539	505
Autres	506	586
Total	4 954	4 727

Volumes des ventes d'électricité pour le premier semestre

GWh

	2019	2018
Résidentiel	4 305	4 154
Commercial	2 913	2 907
Industriel	1 001	978
Autres	967	1 126
Total	9 186	9 165

Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité

Les charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ont augmenté de 5 millions de dollars pour s'établir à 156 millions de dollars au deuxième trimestre de 2019, comparativement à 151 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018, en raison de la hausse des volumes de production attribuable à la croissance de la clientèle et aux conditions météorologiques, en partie contrebalancée par une composition favorable des sources de production liée à l'utilisation accrue de gaz naturel et d'énergie solaire à coût plus bas. Au premier semestre de 2019, les charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ont diminué de 21 millions de dollars pour s'établir à 271 millions de dollars, comparativement à 292 millions de dollars au premier semestre de 2018, en raison de l'utilisation accrue de gaz naturel et de l'énergie solaire à coût plus bas.

Volumes de production pour le deuxième trimestre

GWh

	2019	2018
Gaz naturel	4 665	3 794
Charbon	364	1 248
Mazout et coke de pétrole	-	10
Solaire	225	14
Achat d'électricité	328	199
Total	5 582	5 265

Volumes de production pour le premier semestre

GWh

	2019	2018
Gaz naturel	8 433	7 239
Charbon	672	1 883
Mazout et coke de pétrole	-	241
Solaire	377	24
Achat d'électricité	423	362
Total	9 905	9 749

Coût moyen du combustible pour le deuxième trimestre

en dollars américains

	2019	2018
Dollars par mégawattheure (« MWh »)	28 \$	29 \$

Coût moyen du combustible pour le premier semestre

en dollars américains

	2019	2018
Dollars par MWh	27 \$	30 \$

Le coût moyen du combustible par MWh a diminué au deuxième trimestre et au premier semestre de 2019 par rapport aux périodes correspondantes de 2018, en raison principalement de l'utilisation accrue de gaz naturel à coût plus bas et d'énergie solaire à coût plus bas.

Services publics d'électricité canadiens

en millions de dollars canadiens (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	327 \$	321 \$	770 \$	745 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ¹⁾	141	137	333	312
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	23	25	48	50
Contribution au bénéfice net consolidé	42 \$	48 \$	138 \$	138 \$
Contribution au bénéfice net consolidé de base par action ordinaire	0,18 \$	0,21 \$	0,58 \$	0,60 \$
BAIIA	128 \$	137 \$	324 \$	319 \$

1) Le montant inscrit au poste « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité » comprend le montant comptabilisé au titre du mécanisme des rajustements attribuables au prix du combustible et des reports de coûts fixes de NSPI à l'état des résultats consolidé résumé; toutefois, celui-ci est exclu dans l'analyse sectorielle.

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

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
NSPI	19 \$	23 \$	90 \$	88 \$
Placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation dans NSPML	12	15	26	30
Placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation dans LIL	11	10	22	20
Contribution au bénéfice net consolidé	42 \$	48 \$	138 \$	138 \$

Bénéfice net

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

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos le 30 juin	Six mois clos le 30 juin
Contribution au bénéfice net consolidé – 2018	48 \$	138 \$
Augmentation des produits d'exploitation – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité » ci-après	6	25
Augmentation des charges liées au combustible pour la production d'électricité et l'achat d'électricité – se reporter à la rubrique « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité » ci-après	(4)	(21)
Augmentation du montant comptabilisé au titre du mécanisme des rajustements attribuables au prix du combustible et des reports de coûts fixes découlant de la hausse des produits excédentaires non liés aux combustibles, partiellement contrebalancée par une hausse du recouvrement déficitaire total des coûts du combustible au cours de la période considérée qui comprend l'incidence de l'évaluation rendue au sujet du lien maritime	(10)	(6)
Augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales d'un trimestre à l'autre attribuable essentiellement à une augmentation des coûts liés aux tempêtes au titre de la gestion de la végétation, de la production d'électricité, de la rémunération variable et des technologies de l'information	(6)	(2)
Augmentation de l'amortissement attribuable à la hausse des immobilisations corporelles	(3)	(6)
Diminution de la quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	(2)	(2)
Diminution des autres charges nettes attribuable principalement à la baisse des charges de retraite non courantes de NSPI	7	11
Augmentation des intérêts débiteurs nets découlant principalement de la hausse de l'encours de la dette à long terme	(2)	(3)
Baisse des impôts sur les bénéfices d'un trimestre à l'autre attribuable à la diminution de la charge de retraite non déductible et du recul du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices. Les impôts sur les bénéfices ont diminué d'un exercice à l'autre en raison de la diminution de la charge de retraite non déductible.	8	4
Contribution au bénéfice net consolidé – 2019	42 \$	138 \$

La contribution du secteur Services publics d'électricité canadiens au bénéfice net consolidé a diminué au deuxième trimestre de 2019 en raison de l'apport moindre de NSPI. Cette diminution est principalement attribuable au calendrier des reports réglementaires et à l'augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales. Cette baisse a été en partie contrebalancée par la diminution des impôts sur les bénéfices et des autres charges, par l'augmentation du volume des ventes attribuable aux conditions météorologiques et par la croissance des ventes des secteurs résidentiel et commercial. L'apport global des Services publics d'électricité canadiens depuis le début de l'exercice a été comparable à celui de la période correspondante de 2018. Le calendrier des reports réglementaires entraîne une volatilité du bénéfice trimestriel, tandis que les résultats de l'exercice complet sont plus prévisibles.

NSPI

Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité

Les produits d'exploitation ont augmenté de 6 millions de dollars pour s'établir à 327 millions de dollars au deuxième trimestre de 2019, comparativement à 321 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018. Les produits d'exploitation ont augmenté de 25 millions de dollars pour s'établir à 770 millions de dollars au premier semestre de 2019, comparativement à 745 millions de dollars au premier semestre de 2018. Les augmentations enregistrées au cours de ces deux périodes découlent essentiellement de la hausse du volume des ventes attribuable aux conditions météorologiques, d'une augmentation attribuable au prix de l'électricité lié au combustible en 2019 et d'une hausse du volume des ventes des secteurs résidentiel et commercial. Ces hausses ont été en partie contrebalancées par l'évaluation rendue au sujet du lien maritime.

Les produits tirés des ventes d'électricité et les volumes des ventes d'électricité sont résumés dans les tableaux suivants par catégorie de clients :

Produits tirés des ventes d'électricité pour le deuxième trimestre

en millions de dollars canadiens

	2019	2018
Résidentiel	165 \$	157 \$
Commercial	94	93
Industriel	53	54
Autres	8	10
Total	320 \$	314 \$

Volumes des ventes d'électricité pour le deuxième trimestre

GWh

	2019	2018
Résidentiel	1 023	974
Commercial	714	710
Industriel	591	644
Autres	57	69
Total	2 385	2 397

Produits tirés des ventes d'électricité pour le premier semestre

en millions de dollars canadiens

	2019	2018
Résidentiel	417 \$	393 \$
Commercial	207	203
Industriel	108	111
Autres	24	24
Total	756 \$	731 \$

Volumes des ventes d'électricité pour le premier semestre

GWh

	2019	2018
Résidentiel	2 644	2 492
Commercial	1 598	1 564
Industriel	1 188	1 268
Autres	200	184
Total	5 630	5 508

Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité

Les charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ont augmenté de 4 millions de dollars pour s'établir à 141 millions de dollars au deuxième trimestre de 2019, comparativement à 137 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018. Les charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ont augmenté de 21 millions de dollars pour s'établir à 333 millions de dollars au premier semestre de 2019, comparativement à 312 millions de dollars au premier semestre de 2018. Les augmentations enregistrées au cours des deux périodes découlent principalement d'une hausse des prix des produits de base, en partie contrebalancée par une variation de la composition des sources de production. L'augmentation enregistrée pour le premier semestre est également attribuable à l'accroissement du volume des ventes.

Volumes de production pour le deuxième trimestre

GWh	2019	2018
Charbon	787	856
Mazout et coke de pétrole	313	298
Gaz naturel	352	477
Achat d'électricité – autres	229	60
Total – énergie non renouvelable	1 681	1 691
Énergie éolienne et hydroélectricité	410	349
Achat d'électricité – producteurs d'électricité indépendants (« PEI »)	266	295
Achat d'électricité – programme de tarifs de rachat garantis communautaires (« COMFIT »)	130	135
Biomasse	30	42
Total – énergie renouvelable	836	821
Total des volumes de production	2 517	2 512

Coût moyen du combustible pour le deuxième trimestre

	2019	2018
Dollars par MWh	56	54

Volumes de production pour le premier semestre

GWh	2019	2018
Charbon	2 633	2 502
Mazout et coke de pétrole	628	754
Gaz naturel	596	638
Achat d'électricité – autres	370	148
Total – énergie non renouvelable	4 227	4 042
Énergie éolienne et hydroélectricité	781	734
Achat d'électricité – PEI	636	681
Achat d'électricité – COMFIT	293	299
Biomasse	45	82
Total – énergie renouvelable	1 755	1 796
Total des volumes de production	5 982	5 838

Coût moyen du combustible pour le premier semestre

	2019	2018
Dollars par MWh	56	53

Le coût moyen du combustible par MWh a augmenté au deuxième trimestre et au premier semestre de 2019 par rapport aux périodes correspondantes de 2018, en raison principalement de l'augmentation des prix des produits de base. De plus, le coût du combustible du premier semestre a augmenté en raison du calendrier des paiements de l'évaluation rendue au sujet du lien maritime.

Le solde du passif réglementaire lié au mécanisme des rajustements attribuables au prix du combustible de NSPI a diminué de 1 million de dollars par rapport à celui de 161 millions de dollars inscrit au 31 décembre 2018 pour s'établir à 160 millions de dollars au 30 juin 2019, en raison principalement d'un remboursement aux clients de l'évaluation rendue au sujet du lien maritime de 2018 et du recouvrement déficitaire des coûts du combustible au cours de la période considérée. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par le recouvrement, en 2019, de l'évaluation rendue au sujet du lien maritime à rembourser aux clients par suite de la décision d'évaluation, ainsi que par une augmentation du transfert de produits excédentaires non liés aux combustibles.

ENL

Quote-part du bénéfice des placements dans les sociétés satellites NSPML et LIL

La quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites du deuxième trimestre et du premier semestre de 2019 est comparable à celle des périodes correspondantes de 2018. Au premier trimestre de 2018, NSPML a commencé à comptabiliser un bénéfice en trésorerie et à recueillir des paiements en trésorerie approuvés par la Régie auprès de NSPI.

Autres services publics d'électricité

Sauf indication contraire, tous les montants sont libellés en dollars américains.

Le 25 mars 2019, Emera a annoncé la vente d'Emera Maine. La clôture de la vente devrait avoir lieu vers la fin de 2019, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires. La société continuera à comptabiliser l'amortissement lié à ces actifs jusqu'à la date de clôture de la transaction, étant donné que l'amortissement continue d'être reflété dans les tarifs des clients et qu'il sera reflété dans le solde reporté des actifs au moment de leur vente. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour plus de précisions.

en millions de dollars américains (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 juin 2019	2018	Six mois clos les 30 juin 2019	2018
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	141 \$	140 \$	277 \$	277 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ¹⁾	54	53	103	107
Contribution ajustée au bénéfice net consolidé	17 \$	14 \$	29 \$	26 \$
Contribution ajustée au bénéfice net consolidé – \$ CA	23 \$	18 \$	39 \$	33 \$
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché des titres de capitaux propres après impôts	1	(1)	2	(2)
Contribution au bénéfice net consolidé	18 \$	13 \$	31 \$	24 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	23 \$	17 \$	41 \$	31 \$
Contribution ajustée au résultat consolidé de base par action ordinaire – \$ CA	0,10 \$	0,08 \$	0,16 \$	0,14 \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire – \$ CA	0,10 \$	0,07 \$	0,17 \$	0,13 \$
Taux de change moyen pondéré entre le dollar canadien et le dollar américain aux fins du calcul du bénéfice net	1,32 \$	1,29 \$	1,32 \$	1,28 \$
BAIIA ajusté	50 \$	49 \$	97 \$	93 \$
BAIIA ajusté – \$ CA	68 \$	63 \$	130 \$	119 \$

1) Les charges découlant des installations de transport regroupées sont comprises dans le poste « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ».

Le tableau qui suit résume la contribution ajustée du secteur Autres services publics d'électricité :

en millions de dollars américains	Trois mois clos les 30 juin 2019	2018	Six mois clos les 30 juin 2019	2018
Emera Maine	9 \$	5 \$	17 \$	13 \$
ECI	8	9	12	13
Contribution ajustée au bénéfice net consolidé	17 \$	14 \$	29 \$	26 \$

Bénéfice net

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

en millions de dollars américains	Trois mois clos le 30 juin	Six mois clos le 30 juin
Contribution au bénéfice net consolidé – 2018	13 \$	24 \$
Produits d'exploitation – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité » ci-après	1	-
Combustible pour la production d'électricité – se reporter à la rubrique « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité » ci-après	(1)	4
Diminution des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable principalement à la hausse des coûts indirects immobilisés qui a découlé de l'augmentation des dépenses en immobilisations à Emera Maine	3	3
Autres	2	-
Contribution au bénéfice net consolidé – 2019	18 \$	31 \$

Si l'on ne tient pas compte de la variation découlant de la réévaluation à la valeur du marché, la contribution du secteur Autres services publics d'électricité au bénéfice net consolidé en dollars canadiens a augmenté de 5 millions de dollars au deuxième trimestre de 2019, comparativement au deuxième trimestre de 2018. Pour le premier semestre de l'exercice, la contribution en dollars canadiens a augmenté de 6 millions de dollars par rapport à 2018. La contribution d'Emera Maine a augmenté au cours des deux périodes en raison d'une immobilisation supérieure des coûts indirects au deuxième trimestre de 2019 et de l'augmentation des produits résultant des conditions météorologiques favorables au deuxième trimestre de 2019, partiellement contrebalancées par des ajustements défavorables des produits tirés du transport et par la baisse des produits tirés des installations de transport regroupées. La contribution en dollars canadiens d'ECI au bénéfice net consolidé du deuxième trimestre et du premier semestre de 2019 est comparable à celle de 2018.

Le taux de change a eu une incidence minime au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2019.

Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité

Les produits d'exploitation ont augmenté de 1 million de dollars pour s'établir à 141 millions de dollars au deuxième trimestre de 2019, comparativement à 140 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018, en raison de l'accroissement du volume des ventes de GBPC attribuable aux conditions météorologiques et de la hausse du volume des ventes de Domlec, ce qui rend compte de la fin des travaux de restauration après l'ouragan en 2018. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la baisse des produits d'Emera Maine en raison d'ajustements défavorables des produits tirés du transport et par la baisse des produits tirés des installations de transport regroupées qui a découlé de la diminution des tarifs. Les produits du premier semestre ont été comparables à ceux inscrits pour la période correspondante de 2018.

Les produits tirés des ventes d'électricité et les volumes des ventes d'électricité sont résumés dans les tableaux suivants par catégorie de clients :

Produits tirés des ventes d'électricité pour le deuxième trimestre

en millions de dollars américains

	2019	2018
Résidentiel	49 \$	48 \$
Commercial	69	65
Industriel	8	8
Autres ¹⁾	15	19
Total	141 \$	140 \$

1) Les autres produits comprennent des montants comptabilisés découlant du remboursement des tarifs de transport lié aux plaintes déposées auprès de la FERC et d'autres ajustements des produits tirés du transport.

Produits tirés des ventes d'électricité pour le premier semestre

en millions de dollars américains

	2019	2018
Résidentiel	100 \$	95 \$
Commercial	129	127
Industriel	17	17
Autres ¹⁾	31	38
Total	277 \$	277 \$

1) Les autres produits comprennent des montants comptabilisés découlant du remboursement des tarifs de transport lié aux plaintes déposées auprès de la FERC et d'autres ajustements des produits tirés du transport.

Volumes des ventes d'électricité pour le deuxième trimestre

GWh	2019	2018
Résidentiel	299	287
Commercial	366	374
Industriel	108	103
Autres	7	7
Total	780	771

Volumes des ventes d'électricité pour le premier semestre

GWh	2019	2018
Résidentiel	638	615
Commercial	735	741
Industriel	220	205
Autres	14	13
Total	1 607	1 574

Combustible réglementé pour la production d'électricité et achat d'électricité

Les charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ont augmenté de 1 million de dollars pour s'établir à 54 millions de dollars au deuxième trimestre de 2019, comparativement à 53 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018, en raison de la hausse du volume des ventes de Domlec et de l'augmentation de la charge liée à l'achat d'électricité à Emera Maine, en partie contrebalancées par la baisse du prix du mazout à BLPC et à GBPC. Les charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ont diminué de 4 millions de dollars pour s'établir à 103 millions de dollars au deuxième trimestre de 2019, comparativement à 107 millions de dollars pour la période correspondante de 2018, ce qui est attribuable à l'expiration d'un important contrat d'achat d'électricité à Emera Maine et à la baisse du prix du mazout à BLPC et à GBPC, en partie contrebalancées par l'augmentation du volume de Domlec.

Volumes de production pour le deuxième trimestre

GWh	2019	2018
Mazout	343	331
Hydroélectricité	6	6
Énergie solaire	4	4
Achat d'électricité	8	6
Total	361	347

Volumes de production pour le premier semestre

GWh	2019	2018
Mazout	662	640
Hydroélectricité	10	10
Énergie solaire	9	8
Achat d'électricité	16	12
Total	697	670

Coût moyen du combustible par MWh pour le deuxième trimestre

en dollars américains	2019	2018
Dollars par MWh	123	130

1) Les volumes de production et le coût moyen du combustible ont trait uniquement à ECI.

Coût moyen du combustible par MWh pour le premier semestre

en dollars américains	2019	2018
Dollars par MWh	120	127

Le coût moyen du combustible par MWh a diminué au deuxième trimestre et au premier semestre de 2019 par rapport aux périodes correspondantes de 2018 en raison de la baisse du prix du mazout.

Services publics de gaz naturel et infrastructure

Sauf indication contraire, tous les montants sont libellés en dollars américains.

en millions de dollars américains (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz ¹⁾	179 \$	171 \$	448 \$	440 \$
Produits d'exploitation non réglementés	3	3	6	7
Total des produits d'exploitation	182 \$	174 \$	454 \$	447 \$
Coût réglementé du gaz naturel	45	50	148	160
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	5	4	10	9
Contribution au bénéfice net consolidé	31 \$	18 \$	82 \$	59 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	40 \$	25 \$	107 \$	78 \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire – \$ CA	0,17 \$	0,11 \$	0,45 \$	0,34 \$
Taux de change moyen pondéré entre le dollar canadien et le dollar américain aux fins du calcul du bénéfice net	1,34 \$	1,29 \$	1,33 \$	1,26 \$
BAIIA	74 \$	59 \$	176 \$	153 \$
BAIIA – \$ CA	98 \$	77 \$	233 \$	196 \$

1) Le montant inscrit au poste « Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz » comprend des produits financiers de 10 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2019 (10 millions de dollars en 2018) et de 21 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2019 (20 millions de dollars en 2018) provenant de Brunswick Pipeline; toutefois, ce montant est exclu de l'analyse des produits d'exploitation tirés des ventes de gaz présentée ci-dessous.

Le tableau qui suit résume la contribution du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure :

en millions de dollars américains	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
PGS	14 \$	12 \$	32 \$	27 \$
NMGC	9	(2)	32	15
Autres	8	8	18	17
Contribution au bénéfice net consolidé	31 \$	18 \$	82 \$	59 \$

Bénéfice net

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

en millions de dollars américains	Trois mois clos le 30 juin	Six mois clos le 30 juin
Contribution au bénéfice net consolidé – 2018	18 \$	59 \$
Produits d'exploitation tirés des ventes de gaz – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz » ci-après	8	8
Diminution du coût du gaz naturel vendu – se reporter à la rubrique « Coût réglementé du gaz naturel » ci-après	5	12
Diminution de l'amortissement résultant de l'amortissement accéléré des actifs se rapportant aux coûts de restauration environnementale des usines de gaz manufacturé en 2018 à PGS et de la réduction des taux d'amortissement de PGS en 2019 relativement à la convention de règlement sur l'amortissement net des actifs réglementaires environnementaux des usines de gaz manufacturé et des avantages procurés par la réforme fiscale de 2018	1	6
Augmentation de la charge d'impôts sur les bénéfices découlant de la hausse du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices	(2)	(5)
Autres	1	2
Contribution au bénéfice net consolidé – 2019	31 \$	82 \$

La contribution au bénéfice net consolidé en dollars canadiens du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure a augmenté de 15 millions de dollars par rapport au deuxième trimestre de 2018. Pour les six premiers mois de 2019, la contribution au bénéfice net consolidé en dollars canadiens du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure a augmenté de 29 millions de dollars par rapport à 2018. La comptabilisation par NMGC des avantages procurés par la réforme fiscale du 1^{er} janvier 2018 au 30 juin 2019 s'est traduite par une hausse de 12 millions de dollars (9 millions de dollars américains) du bénéfice net pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2019, dont une tranche de 8 millions de dollars (6 millions de dollars américains) se rapporte à 2018. Le bénéfice net des deux périodes reflète également l'incidence positive des conditions météorologiques favorables au Nouveau-Mexique. L'augmentation enregistrée pour le premier semestre de 2019 est également attribuable à la croissance de la clientèle à PGS, à la diminution de l'amortissement à PGS et à la baisse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales à PGS alors que les avantages procurés par la réforme fiscale de 2018 ont été comptabilisés dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales en 2018. Ces hausses enregistrées pour les six premiers mois de l'exercice ont été contrebalancées en partie par la baisse des produits à PGS découlant de la réforme fiscale.

La variation du taux de change a eu pour effet d'augmenter le bénéfice en dollars canadiens du deuxième trimestre de 2019 et des six premiers mois de 2019 de 1 million de dollars et de 4 millions de dollars, respectivement.

Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz

À compter du 1^{er} janvier 2019, tel qu'il a été approuvé par la FPSC, les tarifs de base de PGS ont été réduits de 12 millions de dollars américains par année dans le but de refléter l'incidence de la réforme fiscale, ce qui a entraîné une baisse des produits de 2 millions de dollars américains au deuxième trimestre de 2019 et de 5 millions de dollars pour les six premiers mois de l'exercice.

Les produits d'exploitation du secteur Services publics de gaz et infrastructure ont augmenté de 8 millions de dollars pour s'établir à 179 millions de dollars au deuxième trimestre de 2019, comparativement à 171 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018. Les produits d'exploitation du premier semestre de 2019 ont augmenté de 8 millions de dollars pour s'établir à 448 millions de dollars, contre 440 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. Les augmentations enregistrées au cours des deux périodes sont attribuables à la décision de la NMPRC de permettre à NMGC de conserver les avantages procurés par la réforme fiscale du 1^{er} janvier 2018 au 30 juin 2019, aux conditions météorologiques favorables au Nouveau-Mexique et à la croissance de la clientèle à PGS. Ces hausses ont été contrebalancées par la baisse des tarifs de base à PGS, reflétant l'incidence de la réforme fiscale et des conditions météorologiques moins favorables. Les augmentations enregistrées au cours du premier semestre de 2019 ont également été contrebalancées par la baisse des produits liés à une clause.

Les produits tirés des ventes de gaz et les volumes des ventes de gaz sont résumés dans les tableaux suivants par catégorie de clients :

Produits tirés des ventes de gaz pour le deuxième trimestre

en millions de dollars américains

	2019	2018
Résidentiel	70 \$	66 \$
Commercial	46	49
Industriel ¹⁾	10	9
Autres ²⁾	43	37
Total ³⁾	169 \$	161 \$

- 1) Le poste « Industriel » comprend les ventes aux producteurs d'électricité.
- 2) Le poste « Autres » comprend les ventes hors système à d'autres services publics et divers autres éléments.
- 3) Exclut des produits financiers de 10 millions de dollars provenant de Brunswick Pipeline (10 millions de dollars en 2018).

Volumes des ventes de gaz pour le deuxième trimestre

Thermies (en millions)

	2019	2018
Résidentiel	65	58
Commercial	177	180
Industriel	383	315
Autres	75	61
Total	700	614

Produits tirés des ventes de gaz pour le premier semestre

en millions de dollars américains

	2019	2018
Résidentiel	212 \$	208 \$
Commercial	119	123
Industriel ¹⁾	19	18
Autres ²⁾	77	71
Total ³⁾	427 \$	420 \$

- 1) Le poste « Industriel » comprend les ventes aux producteurs d'électricité.
- 2) Le poste « Autres » comprend les ventes hors système à d'autres services publics et divers autres éléments.
- 3) Exclut des produits financiers de 21 millions de dollars provenant de Brunswick Pipeline (20 millions de dollars en 2018).

Volumes des ventes de gaz pour le premier semestre

Thermies (en millions)

	2019	2018
Résidentiel	240	214
Commercial	440	425
Industriel	720	632
Autres	136	111
Total	1 536	1 382

Coût réglementé du gaz naturel

Le coût réglementé du gaz naturel a diminué de 5 millions de dollars pour s'établir à 45 millions de dollars au deuxième trimestre de 2019, comparativement à 50 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018. Pour le premier semestre de 2019, le coût réglementé du gaz naturel a diminué de 12 millions de dollars pour s'établir à 148 millions de dollars au deuxième trimestre de 2019, en comparaison de 160 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. La diminution s'explique par la baisse des prix des produits de base au Nouveau-Mexique enregistrée au cours des deux périodes, ainsi que par la baisse des prix des produits de base en Floride enregistrée au premier semestre de 2019.

Le volume des ventes de gaz réparti par type est présenté dans le tableau suivant :

Volume des ventes de gaz par type pour le deuxième trimestre

Thermies (en millions)	2019	2018
Approvisionnement du réseau	141	129
Transport	559	485
Total	700	614

Volume des ventes de gaz par type pour le premier semestre

Thermies (en millions)	2019	2018
Approvisionnement du réseau	409	376
Transport	1 127	1 006
Total	1 536	1 382

Autres

en millions de dollars canadiens (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 juin 2019	2018	Six mois clos les 30 juin 2019	2018
Marge sur les activités de commercialisation et de négociation ¹⁾²⁾	(28) \$	(2) \$	26 \$	67 \$
Ventes d'électricité et de capacité ³⁾⁴⁾	-	85	116	207
Autres produits d'exploitation non réglementés	8	12	18	22
Total des produits d'exploitation – activités non réglementées	(20) \$	95 \$	160 \$	296 \$
Produits intersociétés ⁵⁾	4	10	13	19
Combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité ⁴⁾⁶⁾	2	48	66	116
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	9	9	17	14
Intérêts débiteurs nets	82	90	175	179
Contribution ajustée au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée)	(100) \$	(75) \$	(116)	(91)
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts	(27) \$	(20) \$	59 \$	50 \$
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée)	(127) \$	(95) \$	(57) \$	(41) \$
Contribution ajustée au résultat consolidé de base par action ordinaire	(0,42) \$	(0,32) \$	(0,49) \$	(0,39) \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire	(0,53) \$	(0,41) \$	(0,24) \$	(0,18) \$
BALIA ajusté	(41) \$	11 \$	49 \$	103 \$

- 1) La marge sur les activités de commercialisation et de négociation représente les achats et les ventes de gaz naturel et d'électricité d'EES, les coûts liés à la capacité des gazoducs et à la capacité de stockage et les produits tirés des services de gestion d'actifs énergétiques.
- 2) La marge sur les activités de commercialisation et de négociation exclut une perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché avant impôts de 39 millions de dollars pour le deuxième trimestre de 2019 (une perte de 27 millions de dollars en 2018) et un gain de 83 millions de dollars pour le premier semestre de 2019 (un gain de 37 millions de dollars en 2018).
- 3) Les ventes d'électricité et de capacité excluent une perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché avant impôts de néant pour le deuxième trimestre de 2019 (une perte de 6 millions de dollars en 2018) et un gain de 2 millions de dollars pour le premier semestre de 2019 (un gain de 31 millions de dollars en 2018).
- 4) Le 29 mars 2019, Emera a conclu la vente des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour plus de précisions.
- 5) Les produits intersociétés se composent des intérêts reçus de Brunswick Pipeline et de M&NP.
- 6) Le combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité exclut une perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché avant impôts de 1 million de dollars pour le deuxième trimestre de 2019 (un gain de 3 millions de dollars en 2018) et une perte de 3 millions de dollars pour le premier semestre de 2019 (un gain de 3 millions de dollars en 2018).

Le tableau qui suit résume la contribution ajustée du secteur Autres :

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Emera Energy	(19) \$	2 \$	33 \$	57 \$
Siège social	(81)	(78)	(148)	(149)
Autres	-	1	(1)	1
Contribution ajustée au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée)	(100) \$	(75) \$	(116) \$	(91) \$

Bénéfice net

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

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos le 30 juin	Six mois clos le 30 juin
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée) – 2018	(95) \$	(41) \$
Diminution de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation – Se reporter à la rubrique « Emera Energy » ci-après	(26)	(41)
Diminution des ventes d'électricité et de capacité, déduction faite du combustible non réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité, découlant principalement de la vente des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre d'Emera Energy vers la fin du premier trimestre de 2019	(39)	(41)
Diminution des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable à la vente des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre vers la fin du premier trimestre de 2019	16	15
Augmentation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices attribuable à l'augmentation des pertes avant la charge d'impôts sur les bénéfices	11	13
Diminution de l'amortissement attribuable à la vente des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre réalisée vers la fin du premier trimestre de 2019	11	20
Gain à la vente d'un immeuble en Floride avant impôts	-	14
Diminution, d'un trimestre à l'autre, des gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts, attribuable principalement à une hausse de l'amortissement des actifs de transport du gaz naturel, en partie contrebalancée par les variations des positions existantes sur les contrats de gaz naturel. Augmentation d'un exercice à l'autre en raison d'une reprise plus importante de pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché en 2019 par rapport à 2018 et des variations des positions existantes sur les contrats de gaz naturel en 2019, en partie contrebalancée par une hausse de l'amortissement des actifs de transport du gaz naturel en 2019.	(7)	9
Hausse des dividendes sur actions privilégiées attribuable à l'émission d'actions privilégiées au deuxième trimestre de 2018	(4)	(8)
Autres	6	3
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée) – 2019	(127) \$	(57) \$

Si l'on ne tient pas compte de la variation attribuable à la réévaluation à la valeur du marché, la contribution du secteur Autres au bénéfice net consolidé a diminué de 25 millions de dollars pour le trimestre et le premier semestre par rapport aux périodes correspondantes de 2018. La baisse enregistrée au deuxième trimestre de 2019 est attribuable à la diminution de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation. Pour le premier semestre de 2019, la baisse est principalement attribuable à la diminution de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation et à la hausse des dividendes sur les actions privilégiées, partiellement contrebalancées par le gain à la vente d'un immeuble en Floride et par l'augmentation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices.

Emera Energy

La marge sur les activités de commercialisation et de négociation a diminué de 26 millions de dollars pour s'établir à (28) millions de dollars au deuxième trimestre de 2019, comparativement à (2) millions de dollars au deuxième trimestre de 2018. La marge dégagée pour le premier semestre a diminué de 41 millions de dollars pour s'établir à 26 millions de dollars en 2019, en comparaison de 67 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. La diminution observée pour les deux périodes est attribuable aux conditions de marché moins favorables en 2019 qu'en 2018, surtout au deuxième trimestre de 2019, au cours duquel les températures froides pour la saison ont entraîné une baisse des cours du marché et une volatilité. En outre, les engagements à coûts fixes visant des actifs liés au transport et au stockage ont été plus élevés au deuxième trimestre de 2019 qu'au deuxième trimestre de 2018.

Le taux de change a eu une incidence négligeable pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

La société génère des fonds à l'interne par la voie de divers investissements réglementés et non réglementés liés à l'énergie, ainsi que par la vente de certains actifs. Les clientèles des entreprises de services publics se distinguent au chapitre de la répartition de leurs ventes et produits parmi les catégories d'abonnés. Les entreprises à tarifs non réglementés d'Emera permettent de diversifier les flux de produits et les contreparties de la société. Parmi les circonstances qui pourraient influencer sur la capacité de la société à générer des fonds suffisants, on compte : des ralentissements de l'économie générale sur les marchés d'Emera, la perte d'un ou de plusieurs clients importants, les décisions prises par des organismes de réglementation touchant les tarifs exigés des clients et le recouvrement des actifs réglementaires, et les modifications apportées aux lois environnementales. Les flux de trésorerie générés par la vente de certains actifs dépendent du marché pour les actifs, de l'obtention d'un prix acceptable et du moment de la clôture de toute vente. Les filiales d'Emera disposent généralement de liquidités suffisantes pour verser des dividendes à Emera, pourvu qu'elles ne violent pas les clauses restrictives se rattachant à leur dette, selon le cas, compte tenu du versement des dividendes, et qu'elles maintiennent de solides cotes de crédit.

Les besoins futurs en trésorerie et en capital d'Emera se rapporteront surtout au fonds de roulement, à l'investissement en cours dans le domaine des activités au tarif de base, aux acquisitions d'entreprises, à l'investissement en installations nouvelles, aux dividendes et au service de la dette. Emera prévoit investir environ 6,5 milliards de dollars au cours de la période de trois ans s'échelonnant de 2019 à 2021 au chapitre de la croissance du tarif de base dans les services publics réglementés de la société. Plus de 85 % de l'investissement devrait être réalisé en Floride et en Nouvelle-Écosse. Les dépenses en immobilisations des services publics réglementés sont assujetties à l'approbation des organismes de réglementation. Emera prévoit utiliser les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, les capitaux d'emprunt obtenus par les services publics et le produit de la vente d'Emera Maine, des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre et d'autres actifs choisis pour financer ses activités courantes, rembourser ses emprunts actuels et répondre à ses besoins de capitaux. Emera dispose de facilités de crédit assorties de diverses échéances qui, cumulées, lui procurent un crédit de 3,1 milliards de dollars (se reporter à la rubrique « Gestion de la dette » pour plus de précisions sur les facilités de crédit).

Flux de trésorerie consolidés – Faits saillants

Les variations importantes survenues aux états consolidés résumés des flux de trésorerie entre les semestres clos les 30 juin 2019 et 2018 comprennent :

en millions de dollars canadiens	2019	2018	Variation
Trésorerie et équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions à l'ouverture de la période	372 \$	503 \$	(131) \$
Liés à ce qui suit :			
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement	775	767	8
Variation du fonds de roulement	32	97	(65)
Activités d'exploitation	807	864	(57)
Activités d'investissement	(264)	(984)	720
Activités de financement	(515)	1	(516)
Incidence des taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie, les liquidités soumises à restrictions et la trésorerie incluse dans les actifs détenus en vue de la vente	(16)	15	(31)
Trésorerie, équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions et trésorerie incluse dans les actifs détenus en vue de la vente à la clôture de la période	384 \$	399 \$	(15) \$

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont diminué de 57 millions de dollars pour s'établir à 807 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2019, comparativement à 864 millions de dollars pour la période correspondante de 2018.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement ont été pour l'essentiel semblables d'un trimestre à l'autre.

Les variations du fonds de roulement ont entraîné une diminution de 65 millions de dollars des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation. La diminution est attribuable aux changements défavorables apportés à la garantie en trésorerie de NSPI et d'Emera Energy et aux variations défavorables des crédettes de NSPI, de Tampa Electric et de NMGC. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par un remboursement de 146 millions de dollars (109 millions de dollars américains) de reports prospectifs de crédits au titre de l'impôt minimum de remplacement reçu en avril 2019.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont diminué de 720 millions de dollars, s'établissant à 264 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2019, en comparaison de 984 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. En 2019, Emera a reçu un produit de 860 millions de dollars tiré de la cession des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre et de la centrale Bayside et de la vente d'un immeuble en Floride. Ce produit a été partiellement contrebalancé par une hausse des dépenses en immobilisations.

Les dépenses en immobilisations, y compris la PFUPC, se sont élevées à 1 130 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2019, contre 964 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. Les dépenses en immobilisations par secteur pour 2019 se détaillent comme suit :

- 647 millions de dollars pour le secteur Services publics d'électricité de la Floride (565 millions de dollars en 2018);
- 159 millions de dollars pour le secteur Services publics d'électricité canadiens (159 millions de dollars en 2018);
- 83 millions de dollars pour le secteur Autres services publics d'électricité (74 millions de dollars en 2018);
- 185 millions de dollars pour le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure (140 millions de dollars en 2018);
- 56 millions de dollars pour le secteur Autres (26 millions de dollars en 2018).

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités de financement ont augmenté de 516 millions de dollars pour s'établir à 515 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2019. En comparaison, les activités de financement avaient donné lieu à des entrées de trésorerie de 1 million de dollars au premier semestre de 2018. L'augmentation des sorties de trésorerie liées aux activités de financement est attribuable au remboursement de titres de créance à long terme de la société, aux remboursements à NSPI et au remboursement de la dette à TECO Finance en 2018. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le produit de la dette à long terme à NSPI en 2019 et par le produit d'une émission d'actions privilégiées en 2018.

Obligations contractuelles

Au 30 juin 2019, les engagements contractuels pour chacun des cinq prochains exercices et le total des engagements par la suite se composaient de ce qui suit :

en millions de dollars canadiens	2019	2020	2021	2022	2023	Par la suite	Total
Capital de la dette à long terme ¹⁾	418 \$	542 \$	1 666 \$	524 \$	1 048 \$	10 292 \$	14 490 \$
Obligations liées au paiement des intérêts ²⁾³⁾	341	643	596	560	533	7 047	9 720
Achat d'électricité ⁴⁾⁵⁾	129	211	220	223	226	2 139	3 148
Transport ⁶⁾	282	394	309	259	225	2 188	3 657
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite ⁷⁾⁸⁾	18	33	34	35	35	1 026	1 181
Projets d'investissement ⁹⁾	409	205	46	12	4	17	693
Approvisionnement en combustible et en gaz naturel et stockage	281	168	52	8	4	-	513
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	2	11	43	1	1	362	420
Ententes de service à long terme ¹⁰⁾¹¹⁾	21	43	30	25	20	112	251
Engagements au titre des placements dans des sociétés satellites ¹²⁾	-	-	190	-	-	-	190
Contrats de location et autres ¹³⁾	7	7	9	9	7	90	129
Gestion axée sur la demande	21	1	-	-	-	-	22
Créances à long terme	2	5	5	5	5	-	22
Déventures convertibles	-	-	-	-	-	2	2
	1 931 \$	2 263 \$	3 200 \$	1 661 \$	2 108 \$	23 275 \$	34 438 \$

Tel qu'il est précisé ci-dessous, les obligations contractuelles au 30 juin 2019 comprennent des engagements contractuels liés à Emera Maine. À la clôture de la vente d'Emera Maine, les obligations futures restant à exécuter au titre de ces engagements contractuels seront transférées à l'acheteur. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour plus de précisions.

- 1) Comprend un montant de 484 millions de dollars lié à Emera Maine (39 millions de dollars en 2020, 118 millions de dollars en 2022, 52 millions de dollars en 2023 et 275 millions de dollars par la suite).
- 2) Les paiements d'intérêts futurs sont calculés d'après l'hypothèse selon laquelle aucune dette ne sera remboursée avant l'échéance. En ce qui concerne les titres d'emprunt assortis de taux variables, l'intérêt est calculé pour toutes les périodes futures selon les taux en vigueur au 30 juin 2019, y compris tout paiement exigé prévu aux termes de contrats de swaps connexes.
- 3) Comprend un montant de 346 millions de dollars lié à Emera Maine (9 millions de dollars en 2019, 20 millions de dollars en 2020, 18 millions de dollars en 2021, 13 millions de dollars en 2022, 12 millions de dollars en 2023 et 274 millions de dollars par la suite).
- 4) Exigence annuelle d'acheter de la production d'électricité provenant de producteurs d'électricité indépendants ou d'autres services publics sur une durée de contrat variable.
- 5) Comprend un montant de 182 millions de dollars lié à Emera Maine (6 millions de dollars en 2019, 13 millions de dollars en 2020, 13 millions de dollars en 2021, 13 millions de dollars en 2022, 13 millions de dollars en 2023 et 124 millions de dollars par la suite).
- 6) Engagements d'achat visant le transport de combustibles et une capacité de transport sur les différents gazoducs.
- 7) Les obligations contractuelles à l'égard du financement des prestations déterminées ont été établies selon les exigences de financement, compte tenu de la cessation de la constitution de prestations de retraite au 31 décembre 2018. Il est présumé que les années de services décomptées et les gains se sont cristallisés au 31 décembre 2018. Dans le cadre des obligations contractuelles de la société à l'égard des avantages postérieurs au départ à la retraite (excluant les rentes), il est présumé que les participants doivent être âgés de 55 ans ou plus (50 ans ou plus pour TECO Energy) au 31 décembre 2018 pour y être admissibles. Étant donné que les régimes de retraite à prestations déterminées font actuellement l'objet d'examen périodiques visant à revoir les cotisations requises et que les participants continuent d'accumuler des années de service dans le cadre des régimes, les cotisations futures réelles aux régimes différeront des montants présentés.
- 8) Comprend un montant de 89 millions de dollars lié à Emera Maine (3 millions de dollars en 2019, 7 millions de dollars en 2020, 7 millions de dollars en 2021, 7 millions de dollars en 2022, 7 millions de dollars en 2023 et 58 millions de dollars par la suite).
- 9) Comprend des engagements de 320 millions de dollars liés aux projets d'énergie solaire et de modernisation de la centrale Big Bend de Tampa Electric.
- 10) Maintenance de certains équipements de production d'électricité, services liés à une centrale électrique et ententes d'exploitation portant sur des éoliennes, gestion en sous-traitance du matériel informatique et des infrastructures de communication de la société et gestion de la végétation.
- 11) Comprend un montant de 30 millions de dollars lié à diverses ententes de service à long terme conclues par Emera Maine pour l'entretien des TI et la gestion de la végétation (8 millions de dollars en 2019; 14 millions de dollars en 2020; 4 millions de dollars en 2021; 2 millions de dollars en 2022 et 2 millions de dollars en 2023).
- 12) Emera s'est engagée à fournir un apport en capital dans Labrador Island Link Limited Partnership.
- 13) Comprend des contrats de location-exploitation visant des bâtiments, des terrains, des services de télécommunications et des wagons de train, et des droits de transport.

NSPI doit, en vertu d'une obligation contractuelle, payer des redevances à NSPML sur une période d'environ 37 ans pour l'utilisation du lien maritime depuis sa mise en service, soit le 15 janvier 2018. Le paiement approuvé par la Régie se chiffre à 111 millions de dollars en 2019 et il est actuellement inclus dans les tarifs de NSPI. Ce paiement est assujéti à une retenue de 10 millions de dollars.

Le 14 juin 2019, NSPML a déposé une demande d'évaluation provisoire demandant le recouvrement des coûts de 2020 d'environ 145 millions de dollars, dont la décision est attendue au quatrième trimestre de 2019. NSPI a inclus la différence de 34 millions de dollars dans son projet de plan de stabilité tarifaire du combustible qu'elle a déposé auprès de la Régie. Après 2020, le calendrier et les sommes payables à NSPML feront l'objet de dépôts réglementaires auprès de la Régie.

Emera s'est engagée à obtenir certains droits de transport pour Nalcor Energy, sur demande, afin de lui permettre de transporter de l'énergie qui n'est pas autrement utilisée à Terre-Neuve ou en Nouvelle-Écosse. Cette énergie serait transportée de la Nouvelle-Écosse vers les marchés de l'énergie de la Nouvelle-Angleterre à partir de la première énergie commerciale de la centrale hydroélectrique de Muskrat Falls et des actifs de transport connexes lorsque Nalcor commencera la livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse et ce, pendant 50 ans. Au fur et à mesure que les droits de transport sont contractés, Emera ajoutera les obligations dans la rubrique « Contrats de location et autres » dans le tableau ci-dessus.

Gestion de la dette

Outre les fonds provenant des activités d'exploitation, Emera et ses filiales se sont vu consentir des lignes de crédit consortial renouvelables engagées, libellées en dollars canadiens ou en dollars américains, d'un total global d'environ 3,1 milliards de dollars, tel qu'il est indiqué dans le tableau ci-dessous.

en millions de dollars	Échéances	Facilités de crédit renouvelables	Portion prélevée	Portion non prélevée et disponible
Emera Inc. – Facilité de crédit d'exploitation et d'acquisition	Juin 2024	900 \$	390 \$	510 \$
TECO Finance, Inc. – en dollars américains – Facilités de crédit d'exploitation	Mars 2020 à mars 2022	900	545	355
NSPI – Facilité de crédit d'exploitation	Octobre 2023	600	177	423
TEC – en dollars américains – Facilités de crédit ¹⁾	Mars 2021 à mars 2022	475	387	88
NMGC – en dollars américains – Facilité de crédit d'exploitation	Mars 2022	125	56	69
Emera Maine – en dollars américains – Facilité de crédit d'exploitation	Février 2023	80	42	38
Autre – en dollars américains – Facilité de crédit d'exploitation	Diverses	32	17	15

1) Cette facilité peut être utilisée par Tampa Electric et par PGS. Au 30 juin 2019, Tampa Electric avait prélevé une tranche de 343 millions de dollars américains et PGS avait prélevé une tranche de 44 millions de dollars américains sur la facilité.

Emera et ses filiales sont assujetties à des clauses restrictives visant leurs facilités de crédit. Les clauses restrictives donnent lieu à des tests réguliers et la société respecte leurs exigences au 30 juin 2019.

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

Services publics d'électricité de la Floride

Le 24 juillet 2019, TEC a réalisé un placement visant l'émission de billets de premier rang d'une durée de 30 ans totalisant 300 millions de dollars américains. Les billets portent intérêt au taux de 3,625 % et arrivent à échéance le 15 juin 2050.

Services publics d'électricité canadiens

Le 2 août 2019, NSPI a remboursé une débenture de 95 millions de dollars qui était arrivée à échéance. La débenture a été remboursée au moyen de sa facilité de crédit d'exploitation.

Le 4 avril 2019, NSPI a émis des billets à moyen terme de série AB d'une durée de 30 ans et d'un montant de 400 millions de dollars. Les billets portent intérêt à un taux de 3,57 % et arrivent à échéance le 5 avril 2049.

Services publics de gaz naturel et infrastructure

Le 31 juillet 2019, New Mexico Gas Intermediate (« NMGI ») a remboursé un billet de 50 millions de dollars américains qui était arrivé à échéance. Le remboursement a été effectué au moyen des fonds en caisse.

Le 17 mai 2019, Emera Brunswick Pipeline a modifié l'échéance de son entente de crédit de 250 millions de dollars, la faisant passer de février 2022 à mai 2023. Aucun autre changement important n'a été apporté aux modalités commerciales.

Autres

Le 14 juin 2019, Emera US Finance LP a remboursé un billet de 500 millions de dollars américains qui était arrivé à échéance. Le billet a été remboursé au moyen de placements à court terme, détenus temporairement à la suite de la vente des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre.

Le 13 juin 2019, Emera a prorogé la date d'échéance de sa facilité de crédit renouvelable de 900 millions de dollars, la faisant passer de juin 2020 à juin 2024. Aucune autre modification notable n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente.

Le 7 mars 2019, TECO Energy/Finance a reporté la date d'échéance de sa facilité de crédit de 500 millions de dollars américains, la faisant passer du 8 mars 2019 au 5 mars 2020. Aucune autre modification notable n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente.

Cotes de crédit

Le 27 juin 2019, Moody's Investor Services a confirmé la cote d'émetteur Baa3 d'Emera et la cote Baa3 attribuée à ses billets non garantis de premier rang, de même que la cote Baa3 attribuée aux billets non garantis de premier rang assortis d'une sûreté d'Emera US Finance, et elle a modifié la perspective, la faisant passer de négative à stable.

Le 13 juin 2019, Fitch Ratings a attribué pour la première fois des notes et des perspectives à Emera. Emera s'est vu attribuer une cote de défaut de l'émetteur de BBB et une cote d'emprunt de premier rang non garanti avec perspective stable. Parallèlement, Fitch Ratings a attribué à TEC une cote de défaut de l'émetteur de A- et une cote d'emprunt de premier rang non garanti de A avec perspective stable.

Garanties et lettres de crédit

Les garanties et les lettres de crédit d'Emera sont les mêmes que celles présentées dans ses états financiers consolidés annuels audités de 2018, les mises à jour étant indiquées ci-dessous.

La société détient des lettres de crédit et de cautionnement d'un montant de 38 millions de dollars américains (67 millions de dollars américains au 31 décembre 2018) de tiers qui ont accordé un crédit à Emera et à ses filiales. Ces lettres de crédit et de cautionnement ont habituellement une durée de un an et elles sont renouvelées chaque année, au besoin.

Emera Reinsurance Limited a émis une lettre de crédit visant à garantir ses obligations aux termes des contrats de réassurance. La date d'échéance de cette lettre de crédit a été prorogée à décembre 2019. Cette lettre de crédit est renouvelée chaque année. Au 30 juin 2019, le montant engagé s'élevait à 6 millions de dollars américains (6 millions de dollars américains au 31 décembre 2018).

Emera Inc. détient, au nom de NSPI, une lettre de crédit visant à garantir ses obligations aux termes d'un régime de retraite complémentaire. La date d'échéance de cette lettre de crédit a été reportée à juin 2020. Au 30 juin 2019, le montant engagé s'élevait à 52 millions de dollars (49 millions de dollars au 31 décembre 2018).

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

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

- Les transactions entre NSPI et NSPML se rapportant à l'évaluation rendue au sujet du lien maritime sont comptabilisées dans les états des résultats consolidés résumés. Les charges de NSPI sont comptabilisées dans les charges d'exploitation, au poste « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité », et totalisent 27 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2019 (27 millions de dollars en 2018) et 54 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2019 (51 millions de dollars en 2018). NSPML est comptabilisée à titre de placement dans des sociétés satellites et, par conséquent, le bénéfice correspondant lié aux produits qui en découlent est présenté dans la quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites.

Se reporter aux rubriques « Services publics d'électricité canadiens — ENL » sous « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales » et « Obligations contractuelles » pour plus de précisions.

- Les achats liés à la capacité de transport du gaz naturel de M&NP sont comptabilisés dans les états des résultats consolidés résumés. Les achats provenant de M&NP, dont le montant net est comptabilisé dans les produits d'exploitation non réglementés, se sont établis à 16 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2019 (6 millions de dollars en 2018) et à 34 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2019 (16 millions de dollars en 2018).

Au 30 juin 2019 et au 31 décembre 2018, aucun montant important à recevoir ou à payer entre Emera et ses entreprises associées n'était comptabilisé dans les bilans consolidés résumés d'Emera.

GESTION DES RISQUES, Y COMPRIS LES INSTRUMENTS FINANCIERS

Il n'y a eu aucun changement significatif dans le profil et les pratiques de gestion des risques d'Emera par rapport à ceux présentés dans son rapport de gestion annuel de 2018, à l'exception de la mise à jour suivante relativement au risque lié à la main-d'œuvre :

Environ 30 % des employés d'Emera font partie de la main-d'œuvre de NSPI et environ 50 % de ces employés sont représentés par la section locale 1928 de la Fraternité internationale des ouvriers en électricité. Ces employés sont régis par une convention collective qui a pris fin le 31 mars 2019. NSPI est en train de renégocier les conditions actuelles de cette convention collective. La société maintient des plans d'urgence dans chacune de ses activités afin de gérer et de réduire l'incidence de toute interruption de travail éventuelle.

Éléments de couverture constatés dans les bilans

Les bilans de la société comportent les catégories suivantes pour ce qui est des dérivés désignés dans une relation de couverture efficace :

en millions de dollars canadiens	Au 30 juin 2019	Au 31 décembre 2018
Passifs liés aux instruments dérivés (passifs à court terme et à long terme)	(1) \$	(5) \$
Actifs (passifs) liés aux instruments dérivés, montant net	(1) \$	(5) \$

Effets des opérations de couverture constatés dans le bénéfice net

La société a constaté les gains (pertes) liés à la partie efficace des relations de couverture dans les catégories suivantes :

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Produits d'exploitation – activités réglementées	- \$	2 \$	(2) \$	4 \$
Combustible non réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité	-	(1)	-	3
Gains (pertes) nets liés aux dérivés efficaces	- \$	1 \$	(2) \$	7 \$

Les gains (pertes) nets liés à la partie efficace des dérivés reflétés dans le tableau ci-dessus seraient compensés dans le bénéfice net par l'instrument couvert réalisé au cours de la période considérée.

Éléments réglementaires constatés dans les bilans

Les bilans de la société comportent les catégories suivantes pour ce qui est des dérivés faisant l'objet d'un report réglementaire :

en millions de dollars canadiens	Au 30 juin 2019	Au 31 décembre 2018
Actifs liés aux instruments dérivés (actifs à court terme et autres)	48 \$	104 \$
Actifs réglementaires (actifs à court terme et autres)	53	6
Passifs liés aux instruments dérivés (passifs à court terme et à long terme)	(52)	(6)
Passifs réglementaires (passifs à court terme et à long terme)	(55)	(115)
Actif (passif) net	(6) \$	(11) \$

Effets du report réglementaire constatés dans le bénéfice net

La société a constaté les gains (pertes) nets liés aux dérivés faisant l'objet d'un report réglementaire de la façon suivante :

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les		Six mois clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ¹⁾	3 \$	1 \$	7 \$	5 \$
Gains (pertes) nets	3 \$	1 \$	7 \$	5 \$

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

Éléments DFT constatés dans les bilans

Les bilans de la société comportent les catégories suivantes pour ce qui est des dérivés DFT :

en millions de dollars canadiens	Au 30 juin 2019	Au 31 décembre 2018
Actifs liés aux instruments dérivés (actifs à court terme et autres)	44 \$	62 \$
Passifs liés aux instruments dérivés (passifs à court terme et à long terme)	(202)	(354)
Actifs (passifs) nets liés aux instruments dérivés	(158) \$	(292) \$

Éléments DFT constatés dans le bénéfice net

La société a constaté les gains (pertes) réalisés et latents suivants à l'égard des dérivés DFT dans le bénéfice net :

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les		Six mois clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Produits d'exploitation – activités non réglementées	45 \$	21 \$	249 \$	149 \$
Combustible non réglementé pour l'achat d'électricité	(3)	2	(5)	-
Gains (pertes) nets	42 \$	23 \$	244 \$	149 \$

Autres dérivés constatés dans les bilans

Les bilans de la société comportent les catégories suivantes pour ce qui est des autres dérivés :

en millions de dollars canadiens	Au 30 juin 2019	Au 31 décembre 2018
Actifs liés aux instruments dérivés (actifs à court terme et autres)	23 \$	1 \$
Actifs (passifs) nets liés aux instruments dérivés	23 \$	1 \$

Autres dérivés constatés dans le bénéfice net

La société a comptabilisé, dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales inscrites dans les états des résultats consolidés résumés, des gains latents sur des dérivés sur actions de 9 millions de dollars (néant en 2018) pour le trimestre clos le 30 juin 2019 et de 23 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2019 (néant en 2018).

COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET CONTRÔLES INTERNES

La direction a la responsabilité d'établir et de maintenir des contrôles et des procédures adéquats de communication de l'information (« CPCI ») et des contrôles internes à l'égard de l'information financière (« CIIF »), au sens du *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs* (le « Règlement 52-109 »). La structure de contrôle interne de la société est fondée sur les critères énoncés dans le rapport Internal Control - Integrated Framework (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la commission Treadway (le « COSO »). La direction, y compris le chef de la direction et le chef des finances, a évalué la conception et l'efficacité des CPCI et des CIIF de la société au 30 juin 2019 afin de fournir une assurance raisonnable concernant la fiabilité de l'information financière conformément aux PCGR des États-Unis.

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

Aucune autre modification n'a été apportée aux CIIF de la société au cours du trimestre clos le 30 juin 2019 qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur les CIIF de la société.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

La préparation d'états financiers consolidés selon les PCGR des États-Unis exige que la direction formule des estimations et des hypothèses qui influent sur les montants des actifs et des passifs présentés à la date des états financiers, ainsi que sur les montants des produits et des charges présentés pour les périodes de présentation de l'information financière. La direction évalue les estimations de la société de façon continue en fonction des résultats historiques, de la conjoncture et d'hypothèses jugées raisonnables au moment où elles sont posées.

Parmi les éléments importants pour lesquels il convient de recourir à des estimations formulées par la direction, on compte les actifs et les passifs assujettis à la réglementation des tarifs, les prestations de retraite et les avantages postérieurs au départ à la retraite, les produits non facturés, la durée de vie utile des biens amortissables, les tests de dépréciation du goodwill et des immobilisations, les impôts sur les bénéfices, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, les coûts indirects immobilisés et l'évaluation des instruments financiers. Les résultats réels peuvent différer sensiblement de ces estimations. Aucun changement significatif n'a été apporté aux estimations comptables critiques de la société par rapport à celles décrites dans son rapport de gestion annuel de 2018.

MODIFICATION DE MÉTHODES ET DE PRATIQUES COMPTABLES

Les nouvelles méthodes comptables conformes aux PCGR des États-Unis qui s'appliquent à la société et qu'elle a adoptées en 2019 sont décrites ci-dessous.

Contrats de location

Le 1^{er} janvier 2019, la société a adopté l'Accounting Standard Updates (« ASU ») 2016-02, intitulée *Leases (Topic 842)*, y compris toutes les modifications connexes, selon l'approche rétrospective modifiée. La norme exige que les preneurs comptabilisent à l'état de la situation financière tous les contrats de location dont la durée est de plus de 12 mois et qu'ils présentent de l'information clé concernant les contrats de location.

Comme le permet la méthode de transition facultative, Emera n'a pas retraité l'information financière comparative présentée dans ses états financiers consolidés résumés, n'a pas réévalué si des contrats expirés ou des contrats existants renfermaient des contrats de location et a conservé le classement des contrats de location existant. De plus, la société a choisi de ne pas évaluer les servitudes de terres existantes en vertu de la nouvelle norme si ces servitudes n'étaient pas auparavant comptabilisées selon les directives existantes en matière de contrats de location aux termes de l'ASC Topic 840. La société a choisi d'utiliser des connaissances acquises *a posteriori* pour déterminer la durée des contrats de location existants et de ne pas séparer les composantes de location des composantes autres que de location d'un contrat pour toutes les ententes avec des preneurs et des bailleurs.

Emera a mis en œuvre des processus et contrôles supplémentaires afin de faciliter l'identification, le suivi et la présentation des contrats de location potentiels selon les exigences de la norme. La mise en œuvre n'a nécessité aucune mise à jour des systèmes de technologies de l'information.

L'adoption par la société de cette nouvelle norme a donné lieu à des actifs au titre de droits d'utilisation et à des obligations locatives d'environ 58 millions de dollars au 1^{er} janvier 2019. Les actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives ont été évalués à la valeur actualisée des paiements de loyers restants au moyen du taux d'emprunt marginal de la société.

L'adoption de la norme n'a eu aucune incidence sur le solde d'ouverture des bénéfices non répartis au 1^{er} janvier 2019 ni sur le bénéfice net ou les flux de trésorerie de la société pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, et elle n'a eu aucune incidence importante sur la comptabilisation par la société des contrats de location aux termes desquels elle est le bailleur. Se reporter à la note 16 des états financiers pour plus de précisions.

Améliorations ciblées de la comptabilisation des activités de couverture

Le 1^{er} janvier 2019, la société a adopté l'ASU 2017-12, intitulée *Targeted Improvements to Accounting for Hedging Activities*, qui modifie les exigences de comptabilisation et de présentation de la comptabilité de couverture prescrites par la norme ASC Topic 815. Cette norme améliore la transparence et la compréhension de l'information sur les activités de gestion des risques d'une entité en harmonisant mieux l'information financière sur les relations de couverture que présente une entité et les activités de gestion des risques, et elle simplifie l'application de la comptabilité de couverture. La norme augmente les stratégies de couverture financière et non financière offertes pour la comptabilité de couverture, modifie les exigences de présentation de l'information pour les activités de couverture et modifie la façon dont les entités évaluent l'efficacité des couvertures. L'adoption de cette norme n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés résumés de la société.

Infonuagique

En août 2018, le Financial Accounting Standards Board (le « FASB ») a publié l'ASU 2018-15, intitulée *Customer's Accounting for Implementation Costs Incurred in a Cloud Computing Arrangement That Is a Service Contract*. La norme permet aux entités qui sont parties à des contrats d'hébergement représentant des contrats de prestation de services d'appliquer les directives actuelles se rapportant à la comptabilisation des logiciels mis au point à l'interne pour déterminer quels coûts de mise en œuvre inscrire à l'actif à titre d'actif lié au contrat de prestation de services et quels coûts passer en charges. La norme précise la façon de classer, dans les états financiers, les coûts de mise en œuvre inscrits à l'actif et la charge d'amortissement connexe et exige que des informations supplémentaires soient fournies. Cette norme s'applique aux exercices ouverts après le 15 décembre 2019, y compris aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, son adoption anticipée étant toutefois autorisée, et elle peut être appliquée selon une approche rétrospective ou prospective. La société a adopté de façon anticipée la norme le 1^{er} janvier 2019 et a choisi de l'appliquer de manière prospective. L'adoption de cette norme n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés résumés de la société.

Prises de position comptables futures

La société prend en considération la méthode d'application et l'incidence de toutes les ASU publiées par le FASB. Les normes ASU qui ont été publiées, mais qui ne sont pas encore en vigueur, sont les mêmes que celles qui sont présentées dans les états financiers consolidés audités de 2018 de la société.

RÉCAPITULATIF DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Pour les trimestres clos

en millions de dollars canadiens
(sauf les montants par action)

	T2 2019	T1 2019	T4 2018	T3 2018	T2 2018	T1 2018	T4 2017	T3 2017
Produits d'exploitation	1 378 \$	1 818 \$	1 799 \$	1 495 \$	1 423 \$	1 807 \$	1 473 \$	1 427 \$
Bénéfice (perte) net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	103	312	231	118	90	271	(228)	81
Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	130	224	167	191	111	202	137	118
Résultat de base par action ordinaire	0,43	1,32	0,98	0,51	0,38	1,17	(1,06)	0,38
Résultat dilué par action ordinaire	0,43	1,32	0,98	0,50	0,38	1,17	(1,06)	0,38
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,54	0,95	0,71	0,82	0,48	0,87	0,64	0,55

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