



Rapport de gestion

En date du 12 novembre 2020

Le présent rapport de gestion donne un aperçu des résultats d'exploitation d'Emera Incorporated et de ses filiales et investissements (« Emera ») pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2020 par rapport aux périodes correspondantes de 2019, de même qu'un aperçu de sa situation financière au 30 septembre 2020 par rapport au 31 décembre 2019. 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. Les activités de la société sont réalisées par l'entremise de cinq secteurs à présenter : Services publics d'électricité de la Floride, Services publics d'électricité canadiens, Autres services publics d'électricité, Services publics de gaz naturel et infrastructure et Autres.

Le présent rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités d'Emera Incorporated et des notes annexes au 30 septembre 2020 et pour la période de neuf mois close 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 2019 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 »).

Les méthodes comptables utilisées par les entités à tarifs réglementés d'Emera peuvent différer de celles utilisées par les entreprises à tarifs non réglementés d'Emera en ce qui a trait au moment de la comptabilisation de certains actifs, passifs, produits et charges. Voici les filiales à tarifs réglementés et investissements d'Emera au 30 septembre 2020 :

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 »)
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 »)	Régie canadienne de l'énergie (la « RCE »)

Filiale à tarifs réglementés d'Emera ou placement dans des sociétés satellites	Organisme chargé de l'approbation/ de l'examen des conventions comptables
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 »)	La RCE et la FERC

Le 24 mars 2020, la société a conclu la vente d'Emera Maine. Se reporter aux rubriques « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » et « Faits récents » pour plus de détails.

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.....	6
Rétrospective financière consolidée.....	8
Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice.....	8
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.....	17
Pandémie de COVID-19.....	17
Services publics d'électricité de la Floride.....	19
Services publics d'électricité canadiens.....	20
Autres services publics d'électricité.....	22
Services publics de gaz naturel et infrastructure.....	23
Autres.....	25
Bilans consolidés – faits saillants.....	27
Faits récents.....	29
Information sur les actions en circulation.....	30
Principales données financières.....	31
Services publics d'électricité de la Floride.....	31
Services publics d'électricité canadiens.....	34
Autres services publics d'électricité.....	38
Services publics de gaz naturel et infrastructure.....	41
Autres.....	45
Situation de trésorerie et sources de financement.....	47
Flux de trésorerie consolidés – Faits saillants.....	49
Obligations contractuelles.....	51
Gestion de la dette.....	52
Cotes de crédit.....	53
Garanties et lettres de crédit.....	54
Transactions entre parties liées.....	54
Gestion des risques, y compris les instruments financiers.....	55
Communication de l'information et contrôles internes.....	58
Estimations comptables critiques.....	58
Modification de méthodes et de pratiques comptables.....	60
Prises de position comptables futures.....	60
Récapitulatif des résultats trimestriels.....	61

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; 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 changements climatiques à l'échelle mondiale; 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 contrepartie; 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 incertitudes liées aux maladies infectieuses, aux pandémies et aux menaces similaires pour la santé publique, comme la pandémie de COVID-19; 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 secteurs de service ont en général connu des politiques réglementaires et des conditions économiques 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 7,4 milliards de dollars pour la période de 2021 à 2023 et présente un potentiel de capitaux supplémentaires de 1,2 milliard de dollars au cours de la même période, ce qui se traduit par une prévision de croissance des tarifs de 7,5 pour cent à 8,5 pour cent jusqu'en 2023. La direction continue de revoir le calendrier des dépenses en immobilisations à la lumière de l'évolution de la pandémie de COVID-19. Ce plan comprend d'importants investissements dans l'ensemble du portefeuille dans la production d'énergie renouvelable et plus propre, la modernisation des infrastructures et les technologies axées sur les besoins des clients. Ces dépenses en immobilisations prévues sont financées principalement par les flux de trésorerie générés à l'interne et par des capitaux d'emprunt obtenus par les sociétés en exploitation. Les besoins en capitaux propres à l'appui du plan d'investissement de la société seront principalement financés sur les marchés de capitaux propres par le biais du régime de réinvestissement des dividendes et de l'émission d'actions ordinaires et privilégiées. Le maintien de notes de crédit de la catégorie investissement constitue une priorité de la direction.

Emera a fourni des prévisions de croissance annuelle des dividendes de 4 à 5 pour cent jusqu'en 2022. La société vise un ratio de distribution des dividendes à long terme de 70 à 75 pour cent et, bien que ce ratio soit susceptible de dépasser cette cible au cours de la période visée par cette prévision et après, 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 peut couvrir le risque transactionnel et le risque lié à la conversion. Ces répercussions, ainsi que le calendrier des dépenses en immobilisations et d'autres facteurs, font en sorte que les résultats d'un trimestre donné ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats d'un autre trimestre ou de l'exercice dans son ensemble.

Les marchés mondiaux de l'énergie sont confrontés à des changements importants et Emera est bien placée pour 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 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 tendances sont porteuses d'occasions. C'est pourquoi sa stratégie consiste à financer des investissements dans des actifs liés aux énergies renouvelables et à la technologie qui protègent l'environnement et qui procurent des économies sur les coûts du combustible ou les coûts d'exploitation, ce qui a des répercussions positives sur les clients.

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 le 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 électrique 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 unités de 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 des rajustements de réévaluation à la valeur du marché et de l'incidence, en 2020, du gain à la vente d'Emera Maine et des pertes de valeur liées à certains autres actifs.

Les rajustements de réévaluation à la valeur du marché découlent 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;
- des rajustements de réévaluation à la valeur du marché liés à la couverture de flux de trésorerie en devises étrangères d'Emera effectuée pour gérer le risque lié au bénéfice en devises étrangères.

La direction estime que le fait d'exclure du bénéfice net l'incidence de ces réévaluations à la valeur du marché et des variations connexes jusqu'au règlement des contrats permet un meilleur appariement entre le but et l'incidence financière de ceux-ci et les flux de trésorerie sous-jacents 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.

En 2020, la société a comptabilisé un gain à la vente d'Emera Maine et a comptabilisé des pertes de valeur liées à certains autres actifs. La direction estime que le fait d'exclure ces éléments du bénéfice net permet de mieux distinguer les activités courantes de l'entreprise, en plus de permettre aux investisseurs de mieux comprendre et évaluer l'entreprise. Se reporter aux rubriques « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » et « Faits récents » pour plus de détails sur la vente d'Emera Maine. Bien que le gain à la vente ait été exclu du résultat ajusté, le résultat pour le secteur Autres services publics d'électricité n'inclura pas le résultat d'Emera Maine pour les trois derniers trimestres de 2020, qui était de 27 millions de dollars américains en 2019.

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 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	84 \$	55 \$	665 \$	470 \$
Gain à la vente et pertes de valeur, après impôts	-	-	283	-
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts	(82)	(67)	(95)	(6)
Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	166 \$	122 \$	477 \$	476 \$
Résultat de base par action ordinaire	0,34 \$	0,23 \$	2,70 \$	1,97 \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,67 \$	0,51 \$	1,93 \$	1,99 \$

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 et de l'amortissement d'Emera et du gain à la vente et des pertes de valeur comptabilisés en 2020 dont il est question ci-dessus.

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 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Bénéfice net ¹⁾	84 \$	78 \$	700 \$	518 \$
Intérêts débiteurs nets	163	183	520	557
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	(21)	(49)	284	18
Amortissement	217	226	664	678
BAIIA	443	438	2 168	1 771
Gain à la vente et pertes de valeur, compte non tenu des impôts	-	-	560	-
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché, compte non tenu des impôts sur les bénéfices et des intérêts	(116)	(96)	(136)	(11)
BAIIA ajusté	559 \$	534 \$	1 744 \$	1 782 \$

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

Vente d'Emera Maine, gain à la vente et pertes de valeur

Le 24 mars 2020, Emera a conclu la vente d'Emera Maine pour une valeur totale d'entreprise de 2,0 milliards de dollars (1,4 milliard de dollars américains). Un gain à la vente de 585 millions de dollars (309 millions de dollars après impôts, ou 1,26 \$ par action ordinaire), déduction faite des coûts de transaction, a été comptabilisé au poste « Autres produits » des états des résultats consolidés résumés. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour plus de détails.

En raison de la vente, la contribution au bénéfice d'Emera Maine a été inférieure de 16 millions de dollars au troisième trimestre de 2020 par rapport au troisième trimestre de 2019 et de 32 millions de dollars depuis le début de l'année.

En outre, des pertes de valeur de 25 millions de dollars (26 millions de dollars après impôts) ont été comptabilisées sur certains autres actifs pour les neuf premiers mois de 2020.

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 15 millions de dollars pour atteindre 82 millions de dollars au troisième trimestre de 2020, contre 67 millions de dollars au troisième trimestre de 2019. Cette augmentation est attribuable aux variations des positions existantes sur les contrats de gaz naturel et à une hausse de l'amortissement des actifs de transport du gaz naturel en 2020. Les pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts ont augmenté de 89 millions de dollars pour s'établir à 95 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2020, comparativement à des pertes de 6 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2019. Cette augmentation découle principalement d'une hausse de l'amortissement des actifs de transport du gaz naturel en 2020 et d'une reprise plus importante des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché en 2019.

Incidence sur le bénéfice de la vente des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre et de la centrale électrique Bayside au premier trimestre de 2019

Pour les neuf premiers mois de 2020, la contribution au bénéfice d'Emera Energy Generation a été inférieure de 22 millions de dollars à celle de 2019 en raison de la vente des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre et de la centrale électrique Bayside en mars 2019.

2019

GBPC – Travaux de restauration après l'ouragan Dorian

Au troisième trimestre de 2019, l'ouragan Dorian a frappé l'île de Grand Bahama en tant qu'ouragan de catégorie 5, causant d'importants dommages dans l'île. Le bénéfice d'Emera pour le troisième trimestre de 2019 a diminué d'environ 16 millions de dollars (0,07 \$ par action ordinaire), comparativement au troisième trimestre de 2018, en raison de l'incidence de l'ouragan. Le bénéfice de GBPC a diminué de 7 millions de dollars au troisième trimestre de 2019 par rapport au troisième trimestre de 2018 en raison de la baisse de la charge découlant des travaux de restauration en cours effectués par suite des tempêtes. De plus, Emera a comptabilisé une perte revenant au siège social de 9 millions de dollars au troisième trimestre de 2019, dans le secteur Autres, pour la quote-part de la société de la franchise d'assurance sur les installations de GBPC.

Principales données financières consolidées par secteur d'activité

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
Bénéfice net ajusté	2020	2019	2020	2019
Services publics d'électricité de la Floride	175 \$	153 \$	400 \$	339 \$
Services publics d'électricité canadiens	35	33	164	171
Autres services publics d'électricité	6	23	25	62
Services publics de gaz naturel et infrastructure	20	25	117	132
Autres	(70)	(112)	(229)	(228)
Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	166 \$	122 \$	477 \$	476 \$
Gain à la vente et perte de valeur, après impôts	-	-	283	-
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts	(82)	(67)	(95)	(6)
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	84 \$	55 \$	665 \$	470 \$

Le tableau qui suit fait état des variations importantes du bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires entre 2019 et 2020.

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 septembre	Neuf mois clos les 30 septembre
Bénéfice net ajusté – 2019	122 \$	476 \$
Tampa Electric – augmentation du bénéfice au cours des deux périodes en raison de la mise en service de projets de centrales de production d'énergie solaire, de l'augmentation de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (la « PFUPC »), du bénéfice provenant de la modernisation de la centrale Big Bend et des projets de production d'énergie solaire, de l'augmentation des ventes aux clients résidentiels, des conditions météorologiques favorables, de la croissance de la clientèle et d'un crédit à la charge d'amortissement à la suite d'un règlement réglementaire	22	61
Moment de la déclaration des dividendes sur les actions privilégiées	22	11
Comptabilisation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés reporté comme un passif réglementaire en 2018 à BLPC	-	10
Comptabilisation d'une perte revenant au siège social en 2019 pour la part de la franchise d'assurance sur les installations de GBPC, en raison de l'incidence de l'ouragan Dorian	9	9
Emera Energy Services – augmentation du bénéfice au troisième trimestre de 2020 grâce à des engagements fixes moins élevés pour les actifs de transport et de stockage de gaz et à des périodes de volatilité accrue qui ont donné lieu à l'amélioration des occasions de marché; augmentation enregistrée pour l'exercice à ce jour en raison des couvertures plus favorables, partiellement contrebalancées par des conditions de marché hivernales plus favorables au premier trimestre de 2020	9	9
NSPI – diminution du bénéfice attribuable à la hausse de la charge d'impôts sur les bénéfices et à la diminution des ventes aux clients commerciaux pour les deux périodes en raison de la COVID-19, à l'incidence, d'un trimestre à l'autre, de la reprise de reports de coûts fixes au troisième trimestre de 2019 ainsi qu'aux conditions météorologiques défavorables pour l'exercice à ce jour. La diminution enregistrée pour les deux périodes a été en partie contrebalancée par l'augmentation des ventes dans le secteur résidentiel qui a découlé de la COVID-19 et par la diminution des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	(2)	(13)
Réévaluation des actifs et passifs nets d'impôts reportés sur les bénéfices du siège social, de NSPI et d'Emera Energy en raison de la réduction du taux d'imposition des sociétés de la province de Nouvelle-Écosse au premier trimestre de 2020	-	(14)
Diminution de la contribution au bénéfice des services publics des Caraïbes en raison de la baisse des ventes liée à l'incidence de la pandémie de COVID-19 et de la poursuite de la reprise après l'ouragan Dorian à GBPC	(1)	(15)
Comptabilisation, au troisième trimestre de 2019, des avantages fiscaux liés à la modification du traitement fiscal des reports en avant de pertes d'exploitation nettes et comptabilisation des avantages procurés par la réforme fiscale au deuxième trimestre de 2019 à NMGC	(7)	(19)
Diminution du bénéfice attribuable à la vente d'Emera Maine au premier trimestre de 2020 et à la vente des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre d'Emera Energy et de la centrale électrique Bayside au premier trimestre de 2019	(17)	(54)
Autres écarts	9	16
Bénéfice net ajusté – 2020	166 \$	477 \$

Se reporter à la section portant sur les principales données financières pour plus de précisions sur les contributions des secteurs à présenter.

en millions de dollars canadiens	Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019
Flux de trésorerie liés à l'exploitation avant la variation du fonds de roulement	1 101 \$	1 182 \$
Variation du fonds de roulement	139	128
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 240 \$	1 310 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(536) \$	(786) \$
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(595) \$	(546) \$

en millions de dollars canadiens	Au 30 septembre 2020	Au 31 décembre 2019
Total de l'actif	31 918 \$	31 842 \$
Total de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	14 085 \$	14 180 \$

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 septembre			Neuf mois clos les 30 septembre		
	2020	2019	Variation	2020	2019	Variation
Produits d'exploitation	1 163 \$	1 299 \$	(136) \$	3 969 \$	4 495 \$	(526) \$
Charges d'exploitation	990	1 117	127	3 186	3 531	345
Bénéfice d'exploitation	173	182	(9)	783	964	(181)
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	32	38	(6)	113	118	(5)
Autres produits nets (charges nettes)	21	(8)	29	608	11	597
Intérêts débiteurs nets	163	183	20	520	557	37
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	(21)	(49)	(28)	284	18	(266)
Bénéfice net	84	78	6	700	518	182
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	84	55	29	665	470	195
Gain à la vente et pertes de valeur, après impôts	-	-	-	283	-	283
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts	(82)	(67)	(15)	(95)	(6)	(89)
Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	166 \$	122 \$	44 \$	477 \$	476 \$	1 \$
Résultat de base par action ordinaire	0,34 \$	0,23 \$	0,11 \$	2,70 \$	1,97 \$	0,73 \$
Résultat dilué par action ordinaire	0,34 \$	0,23 \$	0,11 \$	2,69 \$	1,96 \$	0,73 \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,67 \$	0,51 \$	0,16 \$	1,93 \$	1,99 \$	(0,06) \$
Dividendes par action ordinaire déclarés	- \$	1,2000 \$	(1,2000) \$	1,8375 \$	2,3750 \$	(0,5375) \$
BAIIA ajusté	559 \$	534 \$	25 \$	1 744 \$	1 782 \$	(38) \$

Produits d'exploitation

Les produits d'exploitation ont diminué de 136 millions de dollars au troisième trimestre de 2020 comparativement au troisième trimestre de 2019. Abstraction faite de l'augmentation de 29 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, les produits d'exploitation ont diminué de 107 millions de dollars, en raison des facteurs suivants :

- une diminution de 68 millions de dollars enregistrée par le secteur Autres services publics d'électricité en raison de la vente d'Emera Maine au premier trimestre de 2020;
- une diminution de 64 millions de dollars enregistrée par le secteur Services publics d'électricité de la Floride en raison de la diminution des produits liés à une clause attribuable à une baisse du coût du combustible, partiellement contrebalancée par la mise en service de projets de production d'énergie solaire, par la croissance de la clientèle, par une meilleure répartition des ventes aux clients résidentiels et par des conditions météorologiques favorables;
- une diminution de 16 millions de dollars enregistrée par le secteur Autres services publics d'électricité, attribuable à la baisse des produits liés au combustible en raison de la diminution des prix du combustible, à l'incidence de la pandémie de COVID-19 à GBPC et à BLPC, ainsi qu'à celle de l'ouragan Dorian à GBPC;
- une diminution de 12 millions de dollars enregistrée par le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure en raison de la diminution des produits liés à une clause, de la baisse des ventes hors système et de la diminution des ventes aux clients commerciaux liée à la pandémie de COVID-19 à PGS, partiellement contrebalancée par la croissance de la clientèle à PGS.

Ces incidences ont été partiellement contrebalancées par des augmentations de :

- 28 millions de dollars à NSPI enregistrée par le secteur Services publics d'électricité canadiens attribuable à la hausse de l'évaluation rendue au sujet du lien maritime comprise dans les produits par rapport aux coûts en 2019 et à la hausse des volumes des ventes liée à l'incidence de la pandémie COVID-19 sur les clients du secteur résidentiel;
- 11 millions de dollars de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation à Emera Energy attribuable à des engagements fixes moins élevés pour les actifs de transport et de stockage de gaz ainsi qu'à une augmentation des périodes de volatilité au troisième trimestre de 2020 par rapport au troisième trimestre de 2019, ce qui a amélioré les occasions de marché.

Depuis le début de l'exercice 2020, les produits d'exploitation ont diminué de 526 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2019. Abstraction faite de l'augmentation des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 138 millions de dollars, les produits d'exploitation ont diminué de 388 millions de dollars en raison des facteurs suivants :

- une diminution de 147 millions de dollars enregistrée par le secteur Autres services publics d'électricité en raison de la vente d'Emera Maine au premier trimestre de 2020;
- une diminution de 114 millions de dollars enregistrée par le secteur Services publics d'électricité de la Floride en raison de la diminution des produits liés à une clause attribuable à une baisse du coût du combustible, partiellement contrebalancée par la mise en service de projets de production d'énergie solaire, par une meilleure répartition des ventes aux clients résidentiels, par des conditions météorologiques favorables et par la croissance de la clientèle;
- une diminution de 110 millions de dollars enregistrée par le secteur Autres attribuable à la vente des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre et de la centrale électrique Bayside au premier trimestre de 2019;

- une diminution de 66 millions de dollars enregistrée par le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure attribuable à la diminution des produits liés à une clause, à la baisse des ventes hors système à PGS et à la comptabilisation, en 2019, des avantages procurés par la réforme fiscale à NMGC, en partie contrebalancée par la croissance de la clientèle de PGS;
- une diminution de 41 millions de dollars enregistrée par le secteur Autres services publics d'électricité en raison d'une baisse des produits liés au combustible attribuable à la diminution des prix du combustible, de l'incidence de la pandémie de COVID-19 à GBPC et à BLPC et de l'incidence de l'ouragan Dorian à GBPC.

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

- une augmentation de 51 millions de dollars à NSPI enregistrée par le secteur Services publics d'électricité canadiens attribuable à la hausse des produits liés à l'évaluation rendue au sujet du lien maritime par rapport à 2019, à la hausse du coût du combustible et à l'augmentation des ventes dans le secteur résidentiel, partiellement contrebalancée par la diminution du volume des ventes auprès des clients commerciaux, autres et industriels, principalement en raison de la pandémie de COVID-19 et des conditions météorologiques défavorables.

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation ont diminué de 127 millions de dollars au troisième trimestre de 2020 comparativement au troisième trimestre de 2019. Abstraction faite de l'augmentation de 1 million de dollars du gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché, les charges d'exploitation ont diminué de 128 millions de dollars, en raison des facteurs suivants :

- une diminution de 85 millions de dollars enregistrée par le secteur Services publics d'électricité de la Floride attribuable à une baisse des charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et à l'achat d'électricité en raison de la baisse des prix du gaz naturel et de l'utilisation accrue de la production d'énergie solaire et d'énergie alimentée au gaz naturel;
- une diminution de 46 millions de dollars enregistrée par le secteur Autres services publics d'électricité attribuable essentiellement à la vente d'Emera Maine au premier trimestre de 2020;
- une diminution de 14 millions de dollars enregistrée par le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure en raison de la diminution du coût réglementé du gaz naturel découlant de la baisse des prix des produits de base à PGS et à NMGC et de la diminution du volume des ventes aux clients commerciaux et des ventes hors système à PGS.

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

- une augmentation de 20 millions de dollars pour le secteur des Services publics d'électricité canadiens de NSPI découlant principalement des changements apportés aux reports réglementaires et de l'augmentation des charges liées au combustible pour la production d'électricité et l'achat d'électricité attribuable essentiellement à la hausse des prix des marchandises, en partie contrebalancé par la baisse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales.

Depuis le début de l'exercice, les charges d'exploitation ont diminué de 345 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2019. Abstraction faite de la hausse des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 4 millions de dollars, les charges d'exploitation ont diminué de 349 millions de dollars en raison des facteurs suivants :

- une diminution de 171 millions de dollars enregistrée par le secteur Services publics d'électricité de la Floride attribuable à la baisse des prix du gaz naturel et à l'utilisation accrue de la production d'énergie solaire;

- une diminution de 99 millions de dollars enregistrée par le secteur Autres services publics d'électricité attribuable essentiellement à la vente d'Emera Maine au premier trimestre de 2020;
- une diminution de 80 millions de dollars enregistrée par le secteur Autres attribuable à la vente des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre au premier trimestre de 2019;
- une diminution de 51 millions de dollars enregistrée par le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure en raison de la baisse des prix des produits de base à PGS et à NMGC et de la diminution du volume des ventes commerciales et hors système à PGS.

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

- une augmentation de 49 millions de dollars à NSPI pour le secteur des Services publics d'électricité canadiens découlant principalement des changements apportés aux reports réglementaires et à une augmentation des charges liées au combustible pour la production d'électricité et l'achat d'électricité en raison d'une variation de la composition des sources de production et de la hausse des prix des produits de base, partiellement contrebalancée par la diminution des volumes des ventes et par la baisse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales.

Autres produits nets (charges nettes)

L'augmentation des autres produits nets (charges nettes) enregistrée au troisième trimestre de 2020 découle principalement de la part revenant au siège social de la franchise d'assurance sur les installations de GBPC en 2019 attribuable à l'ouragan Dorian et de l'augmentation de la quote-part du bénéfice tiré de la PFUPC en 2020 résultant surtout du projet de modernisation de la centrale Big Bend et des projets de production d'énergie solaire à Tampa Electric. L'augmentation enregistrée pour les neuf premiers mois de 2020 s'explique surtout par le gain avant impôts à la vente d'Emera Maine, partiellement contrebalancé par des pertes de valeur liées à certains autres actifs.

Intérêts débiteurs nets

Les intérêts débiteurs nets ont diminué au troisième trimestre et depuis le début de l'exercice par rapport à 2019 en raison de la baisse des taux d'intérêt et du remboursement de la dette de la société.

Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices

La diminution du recouvrement d'impôts sur les bénéfices pour le troisième trimestre de 2020, par rapport à la période correspondante de 2019, est principalement attribuable à la hausse du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices, à la diminution des impôts reportés sur les bénéfices réglementés comptabilisés dans les actifs et les passifs réglementaires et à un changement de traitement des reports en avant de pertes d'exploitation nettes au troisième trimestre de 2019. L'augmentation de la charge d'impôts sur les bénéfices de NMGC pour les neuf premiers mois de 2020 comparativement à la période correspondante de 2019 résulte surtout du gain à la vente d'Emera Maine.

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

Pour le troisième trimestre de 2020, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a subi l'incidence défavorable de l'augmentation de 15 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts, principalement liées à Emera Energy. Abstraction faite des variations découlant de la réévaluation à la valeur du marché, le bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a augmenté de 44 millions de dollars. Cette augmentation est attribuable à l'apport accru des Services publics d'électricité de la Floride et d'Emera Energy Services, au moment de la déclaration des dividendes sur les actions privilégiées et à la part revenant au siège social de la franchise d'assurance sur les installations de GBPC en 2019 attribuable à l'ouragan Dorian. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la baisse du bénéfice provenant d'Emera Maine à la suite de sa vente et par la comptabilisation d'économies d'impôts à NMGC en 2019.

Pour les neuf premiers mois de 2020, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a bénéficié du gain à la vente d'Emera Maine de 309 millions de dollars après impôts et a subi l'incidence défavorable de l'augmentation de 89 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts liée principalement à Emera Energy et des pertes de valeur après impôts. Abstraction faite du gain net à la vente d'Emera Maine, des variations défavorables découlant de la réévaluation à la valeur du marché et des pertes de valeur, le bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a augmenté de 1 million de dollars. L'augmentation découle de l'apport accru des services publics d'électricité de la Floride, du moment de la déclaration des dividendes sur les actions privilégiées et de la part revenant au siège social de la franchise d'assurance sur les installations de GBPC en 2019 attribuable à l'ouragan Dorian. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la baisse du bénéfice à Emera Maine attribuable à sa vente au premier trimestre de 2020, de la baisse du bénéfice des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre en raison de leur vente au premier trimestre de 2019, de l'apport moindre de NSPI, de la réévaluation des impôts reportés attribuable à une réduction du taux d'imposition des sociétés de la Nouvelle-Écosse et de la comptabilisation, en 2019, des avantages procurés par la réforme fiscale à NMGC.

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 par action ordinaire ont augmenté au troisième trimestre, en raison de la hausse du bénéfice dont il est question ci-dessus, en partie contrebalancée par l'incidence de la hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation.

Le résultat de base par action ordinaire a augmenté pour les neuf premiers mois de 2020, 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. Le résultat ajusté de base par action ordinaire a diminué pour l'exercice à ce jour, en raison de 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, au pourcentage du bénéfice provenant des établissements à l'étranger au cours de la période et à l'incidence des couvertures de flux de trésorerie de change conclues afin de gérer le risque de change lié au bénéfice.

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 2020 et 2019 s'établissent comme suit :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre		Exercice clos le 31 décembre
	2020	2019	2020	2019	2019
Taux de change moyen pondéré \$ CA/\$ US	1,33 \$	1,32 \$	1,35 \$	1,33 \$	1,33 \$
Taux de change \$ CA/\$ US à la clôture de la période	1,33 \$	1,32 \$	1,33 \$	1,32 \$	1,30 \$

L'affaiblissement du taux de change du dollar canadien a entraîné une augmentation de 4 millions de dollars du bénéfice et de 2 millions de dollars du bénéfice ajusté au troisième trimestre de 2020 par rapport au troisième trimestre de 2019. L'affaiblissement du taux de change du dollar canadien a entraîné une augmentation de 18 millions de dollars du bénéfice et de 6 millions de dollars du bénéfice ajusté pour les neuf premiers mois de 2020 par rapport à 2019.

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 afin de couvrir certaines opérations spécifiques et les risques liés au bénéfice. 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 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Services publics d'électricité de la Floride	131 \$	116 \$	296 \$	255 \$
Autres services publics d'électricité	5	18	19	47
Services publics de gaz naturel et infrastructure ¹⁾	8	12	67	82
	144	146	382	384
Secteur Autres ²⁾	(44)	(56)	(107)	(131)
Total³⁾	100 \$	90 \$	275 \$	253 \$

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 et de Bear Swamp, ainsi que les intérêts débiteurs sur la dette libellée en dollars américains d'Emera Inc. et, en 2019, le bénéfice net des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre.

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

Pandémie de COVID-19

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, la pandémie de COVID-19 en cours a touché toutes les zones de service dans lesquelles Emera exerce ses activités. Les services publics d'Emera fournissent des services essentiels et continuent à fonctionner et à répondre à la demande des clients. La priorité absolue de la société demeure la santé et la sécurité de ses clients et de ses employés, ainsi que le soutien aux communautés au sein desquelles Emera exerce ses activités.

La pandémie a entraîné globalement une baisse des charges et une augmentation des coûts d'exploitation par rapport à ceux qu'auraient autrement connus les services publics de la société. Certains des services publics d'Emera ont été davantage touchés que d'autres. Toutefois, sur une base consolidée, ces incidences défavorables n'ont eu aucun effet important à ce jour sur le bénéfice net, principalement du fait d'un changement favorable à la composition des ventes auprès des catégories de clients résidentiels. La diminution des ventes aux clients commerciaux et industriels a été en partie contrebalancée par l'augmentation des ventes aux clients résidentiels, qui contribuent davantage au recouvrement des coûts fixes. Des conditions météorologiques favorables, particulièrement en Floride, ont réduit davantage l'effet consolidé. La société n'a pas subi de coûts supplémentaires importants ni reporté de coûts pour recouvrement futur en raison de la pandémie. Les reports de projets d'investissement et les perturbations de la chaîne d'approvisionnement ont été minimales jusqu'à présent. La direction continue à suivre de près la situation relative à la COVID-19.

Les gouvernements du monde entier ont mis en œuvre des mesures destinées à faire face à la pandémie. Parmi ces mesures figurent des restrictions concernant les voyages et les transports, des mises en quarantaine, la distanciation physique, la fermeture d'espaces commerciaux et d'installations industrielles, des confinements, des arrêts des activités et d'autres mesures sanitaires. Ces mesures ont une incidence négative sur les économies mondiale, nationales et locales. Les marchés mondiaux des actions ont connu une grande volatilité, et les gouvernements et les banques centrales mettent en œuvre des mesures destinées à stabiliser les conditions économiques. La cadence et la vigueur de la reprise économique sont incertaines et peuvent varier d'un territoire à l'autre.

En mars 2020, Emera a mis en œuvre ses plans de lutte contre la pandémie et de poursuite des activités à l'échelle de l'entreprise. Cela comprend des restrictions de voyage, l'obligation pour les employés de travailler à distance dans la mesure du possible, une restriction de l'accès aux installations d'exploitation, la distanciation physique et la mise en œuvre de protocoles supplémentaires (notamment l'utilisation accrue d'équipements de protection individuelle) pour les travaux effectués dans les installations des clients. Dans les territoires où il est sécuritaire de le faire, certaines entités de la société ont mis en place une stratégie de réintégration sur le lieu de travail. La société assure le suivi des recommandations des autorités de santé publique locales et nationales relatives à la COVID-19 et adapte les exigences fonctionnelles selon les besoins.

Les services publics d'Emera collaborent avec les clients relativement à des initiatives d'allégement compte tenu de l'effet de la pandémie sur la capacité de paiement de ces derniers et de leurs besoins en matière de service continu. À ce jour, ces initiatives comprennent notamment la suspension temporaire des débranchements pour non-paiement de factures et la mise au point de modalités de paiement lorsque nécessaire. Au troisième trimestre de 2020, la plupart des services publics d'Emera ont repris les processus de débranchement pour non-paiement. Les services publics de la société ont vu augmenter le vieillissement des débiteurs clients résultant de la suspension temporaire des débranchements. Cette tendance a commencé à s'inverser avec la reprise des processus normaux de débranchement. À ce jour, il n'y a pas eu de défaillances importantes de clients à la suite de faillites; plusieurs comptes clients sont garantis par des dépôts. Au 30 septembre 2020, les ajustements des pertes de crédit n'ont pas eu d'incidence significative sur le bénéfice. L'incidence totale des pertes de crédit potentielles liées au non-paiement de la part de clients n'est pas connue à l'heure actuelle. Les services publics continuent à surveiller les comptes clients et à collaborer avec les clients quant aux modalités de paiement.

L'ampleur de l'incidence future de la COVID-19 sur les résultats financiers et les activités de la société ne peut être prévue pour le moment et dépendra de l'évolution de la situation, notamment de la durée et de la gravité de la pandémie, des mesures gouvernementales potentielles, de l'activité économique et de la consommation d'énergie dans l'avenir. Au premier trimestre de 2020, la société a actualisé ses principaux risques pour tenir compte de cette incertitude. Se reporter à la rubrique « Gestion des risques, y compris les instruments financiers » et à la note 21 des états financiers intermédiaires consolidés résumés pour en savoir plus sur cette mise à jour sur les risques. La société a présenté l'incidence de cette incertitude dans ses estimations comptables utilisées pour la préparation des états financiers. Se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques » et à la rubrique « Utilisation des estimations formulées par la direction » de la note 1 des états financiers intermédiaires consolidés résumés pour plus de détails.

Les répercussions potentielles futures sur les activités peuvent comprendre :

- une baisse du bénéfice en raison d'une diminution du volume des ventes attribuable au ralentissement économique continu ainsi qu'au rythme et à la solidité de la reprise économique;
- des reports de projets d'investissement en raison de la suspension des travaux de construction, des restrictions gouvernementales quant aux travaux des projets d'investissement non essentiels, des restrictions de voyage pour les sous-traitants ou des perturbations de la chaîne d'approvisionnement;
- le report et l'ajustement des dépôts, des audiences et des décisions réglementaires, ainsi que des périodes de recouvrement;
- une diminution des flux de trésorerie d'exploitation en raison de la baisse du bénéfice et d'un recouvrement plus lent des débiteurs ou d'une hausse des pertes de crédit.

À ce jour, les éléments ci-dessus n'ont pas eu d'incidence financière importante sur la société. Les répercussions futures sur les activités dépendront de l'évolution de la situation, notamment de la durée et de la gravité de la pandémie ainsi que de la cadence et de la vigueur de la reprise économique.

Se reporter aux rubriques « Perspectives » de chaque secteur ci-dessous pour une analyse des incidences propres à chaque service public. Ces perspectives sectorielles sont fondées sur les renseignements disponibles actuellement, mais l'incidence globale de la COVID-19 est inconnue pour l'instant en raison des incertitudes liées à la durée et à la gravité de la pandémie.

Selon la durée de la pandémie de COVID-19, les dépenses en immobilisations présentées ci-dessous pourraient être retardées en raison de perturbations de la chaîne d'approvisionnement, de restrictions de voyage pour les sous-traitants ou du report de travaux de projets d'investissement non essentiels, le cas échéant. La société prévoit actuellement de continuer à disposer de liquidités adéquates compte tenu de sa situation de trésorerie, de ses facilités bancaires existantes et de son accès à des capitaux, mais elle continuera de surveiller les répercussions de la COVID-19 sur les flux de trésorerie dans l'avenir. Se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » pour plus de détails.

Services publics d'électricité de la Floride

Le secteur 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.

À l'heure actuelle, Tampa Electric prévoit dégager son RCP respectant la fourchette autorisée en 2020 et s'attend à ce que les tarifs de base soient supérieurs à ceux de 2019. L'augmentation des ventes dans le secteur résidentiel et les conditions météorologiques favorables au cours des neuf premiers mois de 2020 ont plus que contrebalancé l'incidence de la diminution enregistrée pour d'autres catégories de clients en raison de la COVID-19. De plus, le nombre de clients a augmenté de 2 pour cent en 2020, essentiellement dans le secteur résidentiel. Les résultats attendus et les résultats réels pourraient différer en raison des nombreuses incertitudes liées à la pandémie et à son incidence économique.

Le 3 octobre 2019, la FPSC a publié une règle visant à mettre en œuvre une clause de recouvrement des coûts du plan de protection contre les tempêtes (PPCT). Cette nouvelle clause prévoit un processus permettant aux services publics de la Floride qui appartiennent à des investisseurs, dont Tampa Electric, de recouvrer les coûts engagés 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. Tampa Electric a déposé son PPCT auprès de la FPSC le 10 avril 2020. Le 27 avril 2020, Tampa Electric a soumis une convention de règlement à la FPSC qui prévoyait une réduction des tarifs de base de 15 millions de dollars américains pour les coûts liés aux programmes du PPCT précédemment recouverts dans les tarifs de base à compter du 1^{er} janvier 2021. Le 9 juin 2020, la FPSC a approuvé cette convention de règlement. Le 3 août 2020, Tampa Electric a soumis une autre convention de règlement à la FPSC pour approbation, comprenant le recouvrement des coûts d'environ 39 millions de dollars américains à titre de coûts relatifs au projet proposé de protection contre les tempêtes pour 2020 et 2021. Ce recouvrement des coûts comprend la tranche de 15 millions de dollars américains des coûts supprimés des tarifs de base. Cette convention de règlement a été approuvée le 10 août 2020 et le recouvrement des coûts de Tampa Electric commencera en janvier 2021. Le projet approuvé actuel s'appliquera aux années 2020, 2021 et 2022, et Tampa Electric déposera un nouveau projet en 2022 pour fixer le recouvrement des coûts en 2023, en 2024 et en 2025.

La convention de règlement du 9 juin 2020 approuvée par la FPSC mentionnée ci-dessus comprenait également l'approbation de la demande de Tampa Electric visant à éliminer l'excédent de 16 millions de dollars américains de sa réserve d'amortissement accumulée pour les actifs logiciels incorporels au moyen d'un crédit à la charge d'amortissement en 2020. Comme stipulé dans le règlement, Tampa Electric a comptabilisé une tranche de 4 millions de dollars américains de ce crédit au troisième trimestre de 2020 et une tranche de 12 millions de dollars américains pour l'exercice à ce jour, tandis que la tranche restante de 4 millions de dollars américains sera comptabilisée au quatrième trimestre de 2020.

Le 28 avril 2020, la FPSC a approuvé la demande de Tampa Electric de procéder à un rajustement à mi-parcours de ses frais de combustible et de capacité en raison d'une baisse prévue des coûts de combustible et de capacité en 2020. L'ajustement était effectif à partir des factures des clients de juin 2020 et a entraîné une baisse des tarifs et de la capacité imputés aux clients pour le reste de 2020, notamment en accélérant la remise de ces économies au cours d'une période de trois mois débutant en juin 2020.

Le 18 février 2020, Tampa Electric a annoncé son intention d'investir environ 800 millions de dollars américains dans de nouveaux projets d'énergie solaire photovoltaïque à usage commercial de 600 MW d'ici à la fin de 2023. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour plus de précisions.

Les dépenses en immobilisations du secteur Services publics d'électricité de la Floride prévues pour 2020 demeurent à environ 1,0 milliard de dollars américains (1,1 milliard de dollars américains en 2019), y compris la PFUPC. Les projets d'investissement visent notamment les investissements dans les projets solaires, la poursuite de la modernisation de la centrale électrique Big Bend, les investissements visant à rendre les installations plus résistantes aux tempêtes et les compteurs avancés.

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 du réseau électrique des deux provinces. Le lien maritime transportera à plus grande capacité lorsque le projet de production hydroélectrique du cours inférieur du fleuve Churchill à Muskrat Falls 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 a repris ses activités liées à la mise en service du projet LIL après une suspension temporaire des travaux en mars 2020 en réponse à la pandémie de COVID-19.

NSPI

NSPI prévoit dégager un RCP avoisinant l'extrémité inférieure de sa fourchette autorisée en 2020. Les volumes des ventes et le bénéfice devraient être inférieurs à ceux de 2019 en raison de l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur l'économie de la Nouvelle-Écosse et des conditions météorologiques défavorables au cours des neuf premiers mois de 2020. Abstraction faite de l'incidence des conditions météorologiques, NSPI a enregistré une diminution des volumes des ventes auprès des clients commerciaux et industriels et des autres catégories, partiellement contrebalancée par une augmentation des volumes des ventes dans le secteur résidentiel, qui contribuent davantage au recouvrement des coûts fixes. NSPI prévoit que la diminution globale des volumes de vente se poursuivra tout au long de 2020 en fonction de la cadence de la reprise économique. Le report de dépenses en immobilisations, dont il est question ci-après, aura un effet décroissant correspondant sur la croissance prévue de la base tarifaire de NSPI pour l'exercice en cours.

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 en vertu du cadre réglementaire qui s'applique aux activités de NSPI.

Au premier trimestre de 2020, NSPI a reçu les autorisations d'émissions qui lui ont été accordées pour 2020 en vertu du Règlement sur le programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse. Ces autorisations de 2020 seront utilisées en 2020 ou attribuées au cours de la période de conformité initiale de quatre ans se terminant en 2022. Pour l'heure, NSPI est en bonne voie de satisfaire aux exigences du programme. NSPI prévoit que tous les coûts prudemment engagés pour se conformer aux lois et règlements du gouvernement du Canada et au Règlement sur le programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse seront recouvrables en vertu du cadre réglementaire de NSPI.

Au cours des dernières années, l'obligation de réduire la dépendance de la Nouvelle-Écosse envers les sources d'énergie à teneur supérieure en carbone et émettant des gaz à effet de serre a amené NSPI à investir de manière significative dans des sources d'énergie renouvelable et à acheter de l'énergie renouvelable auprès de tiers. NSPI disposera d'une quantité supérieure d'énergie provenant de sources renouvelables à la livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse d'électricité transmise par l'entremise du lien maritime à partir du projet hydroélectrique de Muskrat Falls.

Le 17 mars 2020, Nalcor a annoncé qu'elle avait interrompu les activités de construction sur le site de Muskrat Falls en réponse à la pandémie de COVID-19. Nalcor a repris les travaux en mai 2020 et continue de travailler à l'achèvement de la construction et à la mise en service du projet en 2021. Se reporter à la rubrique « ENL — Incidence de la COVID-19 sur Muskrat Falls et sur LIL » ci-après pour plus de détails. En raison du retard dans la livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse, NSPI n'atteindra pas l'objectif fixé par la loi provinciale de 40 pour cent de ventes d'électricité produite à partir de sources renouvelables en 2020. Cela aurait donné lieu à une situation de non-conformité, n'eût été le fait que le 15 mai 2020, le gouvernement provincial a fourni à NSPI un plan de conformité de remplacement, comme le permet la loi, qui exige que NSPI fournisse à sa clientèle au moins 40 pour cent d'électricité produite à partir de sources renouvelables pendant la période de trois ans allant de 2020 à 2022. NSPI s'attend à atteindre cette norme de conformité de remplacement.

En raison des mesures prises pour limiter la propagation de la COVID-19, les dépenses en immobilisations de NSPI prévues pour 2020 ont été ramenées de 375 millions de dollars avant la COVID-19 à environ 310 millions de dollars. Les dépenses en immobilisations restantes de 65 millions de dollars seront reportées à 2021 et à 2022. Les dépenses en immobilisations, y compris la PFUPC, s'étaient établies à 396 millions de dollars en 2019.

ENL

La quote-part du bénéfice de NSPML et de LIL devrait être plus élevée en 2020 qu'en 2019. 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 est tributaire du RCP approuvé et du rendement d'exploitation de NSPML. Le RCP réglementé approuvé de NSPML se situe entre 8,75 pour cent et 9,25 pour cent, d'après une moyenne de l'avoir des actionnaires ordinaires réglementé réel sur cinq trimestres pouvant atteindre 30 pour cent.

NSPML a obtenu l'approbation de la Régie pour percevoir de NSPI environ 145 millions de dollars (111 millions de dollars en 2019) pour le recouvrement des coûts associés au lien maritime en 2020, qui est inclus dans les tarifs de NSPI. Par conséquent, le 31 juillet 2020, NSPML a déposé une demande d'évaluation intermédiaire auprès de la Régie demandant une somme d'environ 172 millions de dollars à titre de recouvrement des coûts de 2021, ce qui se traduira par le recouvrement de 27 millions de dollars supplémentaires auprès de NSPI. Une décision est attendue de la part de la Régie au quatrième trimestre de 2020. NSPML prévoit de déposer une demande finale relative aux coûts des immobilisations pour le lien maritime auprès de la Régie lors du début de la livraison du bloc énergétique de la Nouvelle-Écosse à partir du projet hydroélectrique de Muskrat Falls.

NSPML prévoit investir en 2020 environ 10 millions de dollars (28 millions de dollars en 2019) 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 615 millions de dollars et se compose d'un apport en capitaux propres de 410 millions de dollars et du cumul des bénéfices non répartis de 205 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 650 millions de dollars lorsque tous les projets réalisés sur le cours inférieur du fleuve Churchill, dont Muskrat Falls, seront achevés.

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

Incidence de la COVID-19 sur Muskrat Falls et sur LIL

Le 17 mars 2020, Nalcor a annoncé qu'elle avait interrompu les activités de construction sur le site de Muskrat Falls en réponse à la pandémie de COVID-19. En raison des effets de la COVID-19 sur la réalisation du projet, Nalcor a déclaré un cas de force majeure en vertu de plusieurs contrats de projet, ce qui comprend un avis officiel à NSPML. Nalcor a repris les travaux en mai 2020. Nalcor a produit de l'électricité sur la première des quatre génératrices de Muskrat Falls le 22 septembre 2020 et continue de travailler en vue de la mise en service du projet en 2021.

Autres services publics d'électricité

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

- 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 pour cent dans Domlec, une entreprise de services publics d'électricité réglementée et verticalement intégrée située sur l'île de la Dominique;
 - une participation de 19,5 pour cent dans Lucelec, une entreprise de services publics d'électricité réglementée et verticalement intégrée située sur l'île de Sainte-Lucie.
- Emera Maine, une entreprise de services publics réglementée de transport et de distribution d'électricité dans l'État du Maine. Le 24 mars 2020, Emera a conclu la vente d'Emera Maine. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour plus de précisions.

En supprimant l'incidence de la perte de valeur liée à GBPC comptabilisée en 2019, le bénéfice du secteur Autres services publics d'électricité pour 2020 devrait diminuer par rapport à celui de l'exercice précédent. Cette diminution est attribuable à la baisse du bénéfice provenant d'Emera Maine à la suite de sa vente en mars 2020, ainsi qu'à la baisse du bénéfice des services publics des Caraïbes découlant surtout de la pandémie de COVID-19.

Il est prévu que le bénéfice des services publics des Caraïbes soit inférieur en 2020 en raison de l'incidence de la COVID-19 sur les économies locales, qui dépendent fortement du tourisme. Le tourisme et les activités connexes ont été fortement touchés par la suspension des voyages internationaux. Les restrictions relatives aux voyages sont progressivement assouplies, mais la vigueur et la cadence de la reprise du secteur du tourisme sont incertaines. En conséquence, le bénéfice de BLPC et de GBPC devrait être inférieur à celui de 2019. La baisse prévue du bénéfice de BLPC sera partiellement contrebalancée par la comptabilisation, au premier trimestre de 2020, du recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés de 6,9 millions de dollars américains (10 millions de dollars canadiens) qui avait été reporté comme un passif réglementaire en 2018. L'incidence de la COVID-19 sur GBPC devrait être partiellement contrebalancée par la récupération de charge à la suite de l'ouragan Dorian. Le bénéfice de GBPC en 2019 a été inférieur à la normale en raison de l'ouragan Dorian.

Le 6 novembre 2020, BLPC a avisé la FTC de son intention de déposer une demande générale de révision tarifaire auprès d'elle au cours du premier trimestre de 2021.

Le 1^{er} septembre 2019, l'ouragan Dorian a frappé l'île de Grand Bahama, causant d'importants dommages dans l'île. En janvier 2020, la GBPA a approuvé le recouvrement d'environ 15 millions de dollars américains des coûts de restauration des actifs autoassurés de GBPC. Au 30 septembre 2020, 14 millions de dollars américains de ces coûts avaient été engagés et comptabilisés à titre d'actif réglementaire. Le recouvrement de l'actif réglementaire, qui devait commencer le 1^{er} avril 2020, a été temporairement suspendu en raison de l'incidence économique de la COVID-19 sur l'île de Grand Bahama. Il est maintenant prévu que ce recouvrement s'amorce le 1^{er} janvier 2021.

En 2020, les dépenses en immobilisations du secteur Autres services publics d'électricité devraient s'élever à environ 110 millions de dollars américains, y compris 14 millions de dollars américains investis dans des projets visant à assurer la fiabilité normale du réseau d'Emera Maine avant la conclusion de sa vente (150 millions de dollars américains en 2019). L'achèvement de l'installation du moteur diesel de 33 MW de BLPC, prévu pour la mi-2020, a été temporairement retardé en raison des restrictions de voyage mises en place par le gouvernement et est maintenant prévu pour 2021.

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 diminuer par rapport à 2019, en raison de l'incidence de la pandémie de COVID-19.

PGS prévoit dégager un RCP inférieur à sa fourchette autorisée en 2020. Avant de subir les effets de la COVID-19, PGS anticipait de dégager un RCP inférieur à sa fourchette autorisée en 2020, principalement en raison d'importantes dépenses en immobilisations visant l'augmentation de la fiabilité et la croissance de l'ensemble du réseau. En outre, bien que la croissance de la clientèle résidentielle ait été particulièrement solide en 2020, les volumes des ventes globaux de PGS devraient être inférieurs à ceux de 2019 en raison de l'incidence économique de la COVID-19 en Floride qui s'est traduite par une baisse des ventes à la clientèle commerciale. À compter de la mi-mars, les volumes des ventes de PGS ont diminué en raison de l'incidence des mesures du gouvernement et des conditions économiques sur la clientèle commerciale et de la baisse du tourisme. Par conséquent, en raison des produits requis estimés plus élevés que ce que permettent les tarifs actuels, le 8 juin 2020, PGS a déposé une demande d'augmentation des tarifs et des frais de service à compter de janvier 2021.

Le 22 octobre 2020, PGS a soumis une convention de règlement auprès de la FPSC pour approbation. La convention de règlement prévoit une augmentation des tarifs de base de 58 millions de dollars américains par année à compter de janvier 2021. Cette augmentation comprend une somme de 24 millions de dollars américains précédemment récupérée en vertu de la clause de remplacement des tuyaux de fonte et d'acier nu. La convention de règlement comprend un RCP réglementé approuvé se situant entre 8,90 pour cent et 11,00 pour cent, avec un rendement médian de 9,90 pour cent (fourchette de 9,25 pour cent à 11,75 pour cent, avec un rendement médian de 10,75 pour cent en 2020). Elle accorde à PGS la possibilité d'annuler un amortissement total de 34 millions de dollars américains accumulé jusqu'en 2023 et fixe de nouveaux taux d'amortissement qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2021. Ces taux d'amortissement sont relativement comparables au taux d'amortissement moyen global actuel de PGS. En vertu de la convention, les tarifs de base sont gelés du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2023, à moins que le RCP réalisé ne tombe en dessous de 8,90 pour cent avant cette date, avec une participation autorisée de 54,7 pour cent dans la structure du capital. La convention de règlement traite en outre de modifications aux taux d'imposition. PGS quantifiera l'incidence future de baisses des taux d'imposition sur le bénéfice d'exploitation net par l'entremise d'une réduction des produits des ventes au tarif de base dans les 120 jours suivant l'entrée en vigueur de cette modification fiscale. Si la législation fiscale entraîne une augmentation du taux d'imposition, PGS peut établir un actif réglementaire pour neutraliser l'incidence de l'augmentation du taux d'imposition qui sera traité dans la prochaine procédure liée aux tarifs de base de PGS. Une décision de la FPSC est attendue en 2020.

NMGC prévoit réaliser un bénéfice avoisinant son RCP autorisé en 2020 et s'attend à ce que la base tarifaire soit supérieure à 2019. Dans l'hypothèse où les conditions météorologiques seraient normales, les volumes des ventes de NMGC devraient diminuer, car les ventes de produits énergétiques de 2019 ont bénéficié de conditions météorologiques favorables au cours du premier semestre de 2019. À ce jour, les volumes des ventes de NMGC n'ont pas été touchés de manière importante par la COVID-19. En fonction de la durée des restrictions liées à la COVID-19, les volumes des ventes aux clients industriels et commerciaux devraient diminuer. Le bénéfice de NMGC devrait également être moins élevé en raison de la comptabilisation, en 2019, des avantages procurés par la réforme fiscale et de l'approbation du changement de traitement des reports en avant de pertes d'exploitation nettes en 2019, dont l'apport au bénéfice a totalisé 14 millions de dollars américains à l'exercice précédent.

Le 23 décembre 2019, NMGC a déposé une demande de hausse tarifaire pour une année future en vue de fixer les nouveaux tarifs devant entrer en vigueur en janvier 2021. Le 25 août 2020, NMGC a déposé une convention de règlement auprès de la NMPRC et, le 20 octobre 2020, une audience a eu lieu devant l'auditeur. Les nouveaux tarifs proposés reflètent le recouvrement des investissements en immobilisations corporelles dans les gazoducs et les infrastructures connexes. Ils devraient entraîner une augmentation des produits d'environ 5 millions de dollars américains par année. Une décision de la NMPRC est attendue en 2020.

En 2020, les dépenses en immobilisations du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure devraient s'élever à environ 600 millions de dollars américains (331 millions de dollars américains en 2019), 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 2020 et continuera d'investir dans les améliorations de son réseau. SeaCoast continuera d'investir dans les gazoducs Seminole et Callahan, prévoyant y consacrer environ 90 millions de dollars américains en 2020. Les travaux pour les gazoducs Seminole et Callahan continuent à se dérouler selon le calendrier prévu, moyennant des coûts totaux respectifs d'environ 100 et 30 millions de dollars américains.

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;
- Brooklyn Power Corporation (« Brooklyn Energy »), une centrale de cogénération d'électricité alimentée à la biomasse de 30 MW située à Brooklyn, en Nouvelle-Écosse;
- un placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation en coentreprise de 50,0 pour cent dans Bear Swamp, centrale hydroélectrique à réserve pompée de 600 MW située dans le nord-ouest de l'État du Massachusetts.

En 2019, la société a conclu la vente d'actifs précédemment présentés dans ce secteur, notamment la vente de ses centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre et de la centrale électrique Bayside en mars 2019, ainsi que la vente des équipements et des stocks d'Emera Utility Services en décembre 2019. La contribution au bénéfice de ces activités s'est élevée à 20 millions de dollars en 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, les relations avec les investisseurs, la gestion des risques, l'assurance, les activités liées aux ressources humaines de la société, les coûts d'acquisition et les coûts liés aux cessions, les gains ou pertes sur la vente de certains actifs et les gains ou les pertes sur les couvertures de flux de trésorerie de change conclues afin de gérer le risque de change lié au bénéfice. 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; les premier et quatrième trimestres offrant généralement la plus grande possibilité de gains. Dans des conditions normales de marché, 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. Bien que le ralentissement économique lié à la COVID-19 n'ait pas eu d'incidence significative sur le bénéfice d'EES à ce jour, la société continue de composer avec un environnement de marché difficile, caractérisé par la faiblesse des prix absolus du gaz naturel et la volatilité présente dans ses principaux secteurs géographiques. En supposant que cela continue d'être le cas au quatrième trimestre de 2020, EES s'attend à faire mieux qu'en 2019, mais pourrait ne pas atteindre la partie inférieure de sa fourchette normale pour 2020.

Le secteur Autres devrait contribuer positivement au bénéfice en 2020 en raison du gain à la vente d'Emera Maine comptabilisé dans le bénéfice. Abstraction faite de ce gain et des pertes de valeur comptabilisées en 2020, la perte nette ajustée du secteur Autres devrait être conforme à celle de l'exercice précédent. Cela s'explique principalement par la baisse des intérêts débiteurs et par l'augmentation de l'apport provenant d'EES, contrebalancées par la diminution des recouvrements d'impôts et par la contribution au bénéfice moins élevée en raison de la vente des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre en 2019. La diminution des recouvrements d'impôts est attribuable à la réévaluation des actifs d'impôts reportés nets au taux réduit d'imposition des sociétés de la Nouvelle-Écosse, adopté en mars 2020.

En 2020, les dépenses en immobilisations du secteur Autres devraient s'élever à environ 25 millions de dollars (63 millions de dollars en 2019).

BILANS CONSOLIDÉS – FAITS SAILLANTS

Les variations importantes survenues aux bilans consolidés résumés entre le 31 décembre 2019 et le 30 septembre 2020 incluent ce qui suit :

en millions de dollars canadiens	Augmentation (diminution)	Explication
Actif		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	64 \$	Augmentation attribuable au gain à la vente d'Emera Maine et aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, partiellement contrebalancés par des ajouts d'immobilisations corporelles, par le remboursement net de la dette de TECO Finance, par le remboursement net des facilités de crédit engagées d'Emera et par les dividendes sur les actions ordinaires.
Débiteurs et autres actifs (à court terme et à long terme)	(132)	Baisse attribuable au caractère saisonnier des activités à NSPI et à NMGC, à la diminution des actifs de transport du gaz naturel à Emera Energy, à la baisse des prix et des volumes des produits de base à Emera Energy et à un remboursement des impôts à recevoir de l'exercice précédent à NSPI. Cette baisse a été partiellement contrebalancée par le reclassement des reports prospectifs de crédits au titre de l'impôt minimum de remplacement au siège social, par la hausse des produits, par l'augmentation des débiteurs résultant de la suspension temporaire des débranchements pour non-paiement de factures à Tampa Electric et à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur la conversion des comptes d'une société affiliée étrangère d'Emera.
Actifs détenus en vue de la vente (à court terme et à long terme), déduction faite des passifs	(691)	Diminution attribuable à la vente d'Emera Maine.
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé	1 597	Augmentation attribuable aux ajouts à Tampa Electric, à PGS et à NSPI et à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères d'Emera.
Goodwill	158	Augmentation attribuable à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères d'Emera.

en millions de dollars canadiens	Augmentation (diminution)	Explication
Passif et capitaux propres		
Dette à court terme et dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(87)	Diminution attribuable aux remboursements nets sur les facilités de crédit engagées à TECO Finance et à Emera, ainsi qu'au remboursement net de la dette à long terme à TECO Finance. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une émission nette liée aux facilités de crédit engagées à Tampa Electric et par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères d'Emera.
Passifs d'impôts reportés, déduction faite des actifs d'impôts reportés	302	Augmentation attribuable à l'utilisation nette de reports prospectifs de pertes fiscales principalement liés à la vente d'Emera Maine, aux déductions fiscales en excédent de l'amortissement comptable lié aux immobilisations corporelles, ainsi qu'à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères d'Emera. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la réévaluation des passifs nets d'impôts reportés résultant de l'adoption d'un taux provincial d'imposition des sociétés plus bas en Nouvelle-Écosse au premier trimestre de 2020.
Instruments dérivés (à court terme et à long terme)	66	Augmentation liée aux nouveaux contrats à Emera Energy, partiellement contrebalancés par la contre-passation de contrats de 2019 à Emera Energy et par le règlement de contrats à NSPI.
Passifs réglementaires (à court terme et à long terme)	(59)	Diminution découlant des changements apportés au mécanisme de rajustements attribuables au prix du combustible et aux reports liés aux instruments dérivés à NSPI, et diminution de l'amortissement des passifs réglementaires d'impôts reportés principalement en raison de l'amortissement accru des impôts reportés sur les bénéfices excédentaires liés à la réforme fiscale américaine à Tampa Electric, à PGS et à NMGC. La diminution a été en partie contrebalancée par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères d'Emera.
Autres passifs (à court terme et à long terme)	163	Augmentation attribuable aux crédits d'impôt à l'investissement liés aux projets d'énergie solaire à Tampa Electric, au moment des paiements d'intérêts sur la dette de la société et à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères d'Emera.
Actions ordinaires	325	Hausse découlant des actions émises aux termes du programme d'émission d'actions au cours du marché d'Emera, du régime de réinvestissement des dividendes et des options d'achat d'actions exercées.
Cumul des autres éléments du résultat étendu	168	Hausse attribuable à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères d'Emera.
Bénéfices non répartis	209	Augmentation attribuable au gain à la vente d'Emera Maine, partiellement contrebalancé par les dividendes payés en excédent du bénéfice net.

FAITS RÉCENTS

Majoration des taux de dividendes ordinaires

Le 16 septembre 2020, le conseil d'administration d'Emera a approuvé une augmentation du taux de dividende annuel sur les actions ordinaires, le faisant passer de 2,45 \$ à 2,55 \$. Le premier paiement entrera en vigueur le 16 novembre 2020. Emera a également réaffirmé jusqu'en 2022 son objectif de croissance annuelle des dividendes de 4 à 5 pour cent.

Vente d'Emera Maine

Le 24 mars 2020, Emera a conclu la vente d'Emera Maine pour une valeur totale d'entreprise de 2,0 milliards de dollars (1,4 milliard de dollars américains), incluant un produit en trésorerie de 1,4 milliard de dollars, un transfert de dette et un ajustement du fonds de roulement à la clôture. Un gain à la vente de 309 millions de dollars après impôts, déduction faite des coûts de transaction, a été comptabilisé dans le secteur Autres. Le produit de la vente sert actuellement 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.

Investissement dans l'énergie solaire de Tampa Electric

Le 18 février 2020, Tampa Electric a annoncé son intention d'investir environ 800 millions de dollars américains dans de nouveaux projets d'énergie solaire photovoltaïque à usage commercial de 600 MW d'ici la fin de 2023. À l'issue de ces projets, l'énergie solaire représentera environ 22 pour cent ou 1 250 MW de la capacité de production totale de Tampa Electric.

Nominations

Équipe de direction

Le 14 octobre 2020, Peter Gregg a été nommé président et chef de la direction de NSPI. Plus récemment, M. Gregg était le président et le chef de la direction de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario. M. Gregg a succédé à Richard Janega, qui a été nommé président et chef de la direction par intérim de NSPI le 1^{er} juin 2020. M. Janega est chef de l'exploitation, Services publics d'électricité – Canada, Nord-est des États-Unis et Caraïbes d'Emera.

INFORMATION SUR LES ACTIONS EN CIRCULATION

Actions ordinaires émises et en circulation :	Millions d'actions	Millions de dollars canadiens
Solde au 31 décembre 2018	234,12	5 816 \$
Conversion de débentures convertibles	0,03	1
Émission d'actions ordinaires ¹⁾	1,77	99
Émises contre trésorerie aux termes de régimes d'achat, au cours du marché	3,99	202
Escompte sur les actions achetées aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	-	(7)
Options exercées aux termes d'un régime d'options d'achat d'actions à l'intention des cadres supérieurs	2,57	104
Régime d'achat d'actions à l'intention des employés	-	1
Solde au 31 décembre 2019	242,48	6 216 \$
Émission d'actions ordinaires ²⁾	2,71	151
Émises contre trésorerie aux termes de régimes d'achat, au cours du marché	2,82	155
Escompte sur les actions achetées aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	-	(3)
Options exercées aux termes d'un régime d'options d'achat d'actions à l'intention des cadres supérieurs	0,42	20
Régime d'achat d'actions à l'intention des employés	-	2
Solde au 30 septembre 2020	248,43	6 541 \$

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

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

Puisque les dividendes du troisième trimestre de 2020 ont été déclarés par le conseil d'administration et comptabilisés au deuxième trimestre de 2020, aucun dividende d'actions ordinaires ou privilégiées n'a été comptabilisé au troisième trimestre de 2020.

Au 9 novembre 2020, 249,4 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 248,4 millions d'actions pour le trimestre clos le 30 septembre 2020 (241,0 millions d'actions en 2019) et à 246,6 millions d'actions pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 (238,9 millions d'actions en 2019).

Actions privilégiées à dividende cumulatif

Pour plus de détails concernant les actions privilégiées à dividende cumulatif, reportez-vous à la note 27 des états financiers annuels audités d'Emera pour 2019, qui comporte les mises à jour indiquées ci-dessous :

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

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

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 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	506 \$	559 \$	1 381 \$	1 492 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité	102	168	301	439
Contribution au bénéfice net consolidé	131 \$	116 \$	296 \$	255 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	175 \$	153 \$	400 \$	339 \$
Contribution au résultat consolidé par action ordinaire de base – \$ CA	0,70 \$	0,63 \$	1,62 \$	1,42 \$
Taux de change moyen pondéré entre le dollar canadien et le dollar américain aux fins du calcul du bénéfice net	1,33 \$	1,32 \$	1,35 \$	1,33 \$
BAIIA	270 \$	249 \$	690 \$	641 \$
BAIIA – \$ CA	359 \$	331 \$	933 \$	853 \$

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 les 30 septembre	Neuf mois clos les 30 septembre
Contribution au bénéfice net consolidé – 2019	116 \$	255 \$
Diminution des produits d'exploitation – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité » ci-après	(53)	(111)
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	66	138
Augmentation de l'amortissement attribuable à une hausse des immobilisations corporelles, partiellement contrebalancée par un crédit de 4 millions de dollars à la charge d'amortissement au troisième trimestre de 2020 (12 millions de dollars pour l'exercice à ce jour) comptabilisée pour l'excédent de la réserve d'amortissement accumulée de Tampa Electric pour les actifs logiciels incorporels	(2)	(3)
Augmentation des autres produits attribuable à la hausse du bénéfice tiré de la PFUPC qui a découlé du projet de modernisation de la centrale Big Bend et des projets d'énergie solaire	4	10
Autres	-	7
Contribution au bénéfice net consolidé – 2020	131 \$	296 \$

La contribution en dollars canadiens du secteur Services publics d'électricité de la Floride au bénéfice net consolidé a augmenté de 22 millions de dollars au troisième trimestre de 2020, comparativement à celui inscrit au troisième trimestre de 2019. La contribution en dollars canadiens du secteur Services publics d'électricité de la Floride au bénéfice net consolidé a augmenté de 61 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de 2020, comparativement à celui inscrit pour la période correspondante de 2019. L'augmentation enregistrée pour les deux périodes découle de la hausse des produits des ventes au tarif de base et de l'augmentation du bénéfice tiré de la PFUPC résultant du projet de modernisation de la centrale Big Bend et des projets de production d'énergie solaire. Les produits d'exploitation ont diminué en raison de la baisse des produits liés à une clause, mais les produits des ventes au tarif de base ont augmenté en raison de la mise en service de projets de production d'énergie solaire, d'une meilleure répartition des ventes aux clients résidentiels, des conditions météorologiques favorables et de la croissance de la clientèle.

L'incidence de la variation des taux de change a entraîné une augmentation du bénéfice en dollars canadiens de 1 million de dollars et de 7 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, respectivement.

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

Les produits tirés des ventes d'électricité ont diminué de 53 millions de dollars pour s'établir à 506 millions de dollars au troisième trimestre de 2020, en comparaison de 559 millions de dollars au troisième trimestre de 2019, en raison de la diminution des produits liés à une clause attribuable à une baisse du coût du combustible, en partie contrebalancée par la mise en service de projets de production d'énergie solaire, par la croissance de la clientèle, par une meilleure répartition des ventes aux clients résidentiels et par les conditions météorologiques favorables.

Les produits tirés des ventes d'électricité ont diminué de 111 millions de dollars pour s'établir à 1 381 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2020, en comparaison de 1 492 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2019, en raison de la diminution des produits liés à une clause attribuable à une baisse du coût du combustible. La diminution des produits enregistrée pour l'exercice à ce jour a été partiellement contrebalancée par l'augmentation des produits des ventes au tarif de base attribuable à la mise en service de projets de production d'énergie solaire, par une meilleure répartition des ventes aux clients résidentiels, par les conditions météorologiques favorables et par 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 troisième trimestre

en millions de dollars américains

	2020	2019
Résidentiel	303 \$	325 \$
Commercial	128	160
Industriel	30	41
Autres ¹⁾	45	33
Total	506 \$	559 \$

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

Volumes des ventes d'électricité pour le troisième trimestre¹⁾

Gigawattheures (« GWh »)

	2020	2019
Résidentiel	3 259	2 976
Commercial	1 728	1 791
Industriel	482	519
Autres	527	548
Total	5 996	5 834

1) Les volumes des ventes d'électricité sont calculés en fonction des heures facturées uniquement. Les GWh liés aux produits non facturés sont exclus.

Produits tirés des ventes d'électricité pour les neuf premiers mois

en millions de dollars américains

	2020	2019
Résidentiel	762 \$	792 \$
Commercial	374	421
Industriel	99	117
Autres ¹⁾	146	162
Total	1 381 \$	1 492 \$

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

Volumes des ventes d'électricité pour les neuf premiers mois¹⁾

GWh

	2020	2019
Résidentiel	7 657	7 281
Commercial	4 532	4 704
Industriel	1 431	1 520
Autres	1 443	1 515
Total	15 063	15 020

1) Les volumes des ventes d'électricité sont calculés en fonction des heures facturées uniquement. Les GWh liés aux produits non facturés sont exclus.

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 diminué de 66 millions de dollars pour s'établir à 102 millions de dollars au troisième trimestre de 2020, comparativement à 168 millions de dollars au troisième trimestre de 2019. Les charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ont diminué de 138 millions de dollars pour s'établir à 301 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2020, comparativement à 439 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2019. La diminution enregistrée pour ces deux périodes découle de la baisse des prix du gaz naturel, ainsi que de l'utilisation accrue de la production d'énergie solaire à coût zéro.

**Volumes de production pour
le troisième trimestre**
GWh

	2020	2019
Gaz naturel	4 652	5 006
Charbon	301	219
Solaire	304	210
Achats d'électricité	910	657
Total des volumes de production	6 167	6 092

**Coût moyen du combustible pour
le troisième trimestre**
en dollars américains

	2020	2019
Dollars par mégawattheure (« MWh »)	17 \$	28 \$

**Volumes de production pour
les neuf premiers mois**
GWh

	2020	2019
Gaz naturel	12 907	13 439
Charbon	560	891
Solaire	888	587
Achats d'électricité	1 766	1 080
Total des volumes de production	16 121	15 997

**Coût moyen du combustible pour
les neuf premiers mois**
en dollars américains

	2020	2019
Dollars par MWh	19 \$	27 \$

Le coût moyen du combustible par MWh a diminué au troisième trimestre et pour les neuf premiers mois de 2020 par rapport aux périodes correspondantes de 2019, en raison principalement de l'utilisation accrue de gaz naturel à coût plus bas et de la production d'énergie solaire à coût zéro.

Services publics d'électricité canadiens

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

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	324 \$	296 \$	1 117 \$	1 066 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ¹⁾	162	147	502	480
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	24	20	75	68
Contribution au bénéfice net consolidé	35 \$	33 \$	164 \$	171 \$
Contribution au bénéfice net consolidé de base par action ordinaire	0,14 \$	0,14 \$	0,67 \$	0,72 \$
BAIIA	130 \$	117 \$	457 \$	441 \$

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 de rajustement attribuable au prix du combustible et des reports de coûts fixes de NSPI aux états des résultats consolidés résumés; toutefois, celui-ci est exclu dans l'analyse sectorielle.

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

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
NSPI	11 \$	13 \$	89 \$	103 \$
Placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation dans NSPML	11	9	38	35
Placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation dans LIL	13	11	37	33
Contribution au bénéfice net consolidé	35 \$	33 \$	164 \$	171 \$

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 septembre	Neuf mois clos le 30 septembre
Contribution au bénéfice net consolidé – 2019	33 \$	171 \$
Augmentation des produits d'exploitation – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité » ci-après	28	51
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	(15)	(22)
Augmentation attribuable essentiellement à une reprise des reports de coûts fixes en 2019 et à une hausse de la charge au titre du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible. Diminution d'un exercice à l'autre découlant essentiellement d'un remboursement aux clients du recouvrement excédentaire des coûts du combustible au cours d'exercices précédents, partiellement contrebalancée par le recouvrement excédentaire des coûts du combustible de la période considérée	(28)	(40)
Diminution d'un trimestre à l'autre des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable essentiellement à la baisse des coûts de restauration après tempête et à la réduction des coûts de production d'électricité et de la gestion de la végétation. Ces baisses ont été partiellement contrebalancées par une diminution des coûts administratifs indirects attribués aux immobilisations corporelles, par les coûts liés à la réponse à la pandémie de COVID-19 et par la diminution des coûts liés au programme de la gestion axée sur la demande. La diminution enregistrée d'un exercice à l'autre a également été contrebalancée par la hausse des coûts de technologies de l'information.	23	17
Augmentation de la quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites en raison du moment où sont comptabilisées les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales à NSPML et de l'augmentation du bénéfice tiré de la PFUPC provenant du projet LIL.	4	6
Augmentation des impôts sur les bénéfices des sociétés, principalement en raison de la diminution des déductions fiscales en excédent de l'amortissement comptable lié aux immobilisations corporelles	(11)	(22)
Autres	1	3
Contribution au bénéfice net consolidé – 2020	35 \$	164 \$

La contribution du secteur Services publics d'électricité canadiens au bénéfice net consolidé a augmenté au troisième trimestre de 2020, comparativement au troisième trimestre de 2019, en raison de la diminution des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales, de la hausse des ventes d'électricité dans le secteur résidentiel à NSPI et de l'augmentation de la quote-part du bénéfice d'ENL. Cette augmentation du bénéfice net consolidé a été partiellement contrebalancée par la diminution des recouvrements des reports réglementaires, par la contre-passation de reports de coûts fixes en 2019 et par la hausse des impôts sur les bénéfices résultant de la diminution des déductions fiscales en excédent de l'amortissement comptable lié aux immobilisations corporelles.

Pour les neuf premiers mois de 2020, la diminution de la contribution au bénéfice net consolidé est attribuable aux incidences défavorables de l'augmentation de la charge d'impôts sur les bénéfices, comme il est indiqué ci-dessus, aux conditions météorologiques et à la baisse des volumes des ventes aux secteurs commercial, autre et industriel liée à l'incidence de la pandémie de COVID-19, partiellement contrebalancées par la diminution des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales et l'augmentation des volumes des ventes dans le secteur résidentiel résultant de l'incidence de la pandémie de COVID-19 à NSPI et par l'augmentation de la quote-part du bénéfice d'ENL.

NSPI

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

Les produits d'exploitation ont augmenté de 28 millions de dollars pour s'établir à 324 millions de dollars au troisième trimestre de 2020, comparativement à 296 millions de dollars au troisième trimestre de 2019, en raison de l'évaluation accrue rendue au sujet du lien maritime comprise dans les produits par rapport à 2019, de l'augmentation des volumes des ventes dans le secteur résidentiel résultant de l'incidence de la pandémie de COVID-19 et de l'augmentation du prix lié au combustible. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par la baisse des volumes des ventes du secteur commercial découlant surtout de l'incidence de la pandémie de COVID-19. Pour les neuf premiers mois de 2020, les produits d'exploitation ont augmenté de 51 millions de dollars pour s'établir à 1 117 millions de dollars, comparativement aux 1 066 millions de dollars de la période correspondante de 2019 en raison de l'évaluation accrue rendue au sujet du lien maritime comprise dans les produits par rapport à 2019, de l'augmentation du prix lié au combustible et de la hausse du volume des ventes du secteur résidentiel. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par la baisse des volumes des ventes des secteurs commercial, autre et industriel découlant principalement de l'incidence de la pandémie de COVID-19 et de conditions météorologiques défavorables.

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 troisième trimestre en millions de dollars canadiens

	2020	2019
Résidentiel	161 \$	135 \$
Commercial	93	91
Industriel	57	52
Autres	7	11
Total	318 \$	289 \$

Produits tirés des ventes d'électricité pour les neuf premiers mois en millions de dollars canadiens

	2020	2019
Résidentiel	607 \$	552 \$
Commercial	303	298
Industriel	164	160
Autres	24	35
Total	1 098 \$	1 045 \$

Volumes des ventes d'électricité pour le troisième trimestre
GWh

	2020	2019
Résidentiel	898	810
Commercial	657	707
Industriel	614	629
Autres	37	72
Total	2 206	2 218

Volumes des ventes d'électricité pour les neuf premiers mois
GWh

	2020	2019
Résidentiel	3 493	3 454
Commercial	2 138	2 305
Industriel	1 712	1 817
Autres	149	272
Total	7 492	7 848

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 15 millions de dollars pour s'établir à 162 millions de dollars au troisième trimestre de 2020, comparativement à 147 millions de dollars au troisième trimestre de 2019. Les charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ont augmenté de 22 millions de dollars pour s'établir à 502 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2020, comparativement à 480 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2019. Cette augmentation découle principalement d'une augmentation des prix des marchandises et d'une variation de la composition des sources de production, en partie contrebalancées par le fléchissement du volume des ventes.

Volumes de production pour le troisième trimestre
GWh

	2020	2019
Charbon	949	918
Gaz naturel	495	451
Mazout et coke de pétrole	247	204
Achat d'électricité – autres	114	277
Total – énergie non renouvelable	1 805	1 850
Achat d'électricité – producteurs d'électricité indépendants (« PEI »)	253	195
Énergie éolienne et hydroélectricité	126	202
Achat d'électricité – programme de tarifs de rachat garantis communautaires (« COMFIT »)	109	96
Biomasse	44	14
Total – énergie renouvelable	532	507
Total des volumes de production	2 337	2 357

Volumes de production pour les neuf premiers mois
GWh

	2020	2019
Charbon	3 093	3 551
Gaz naturel	1 521	1 047
Mazout et coke de pétrole	793	832
Achat d'électricité – autres	428	647
Total – énergie non renouvelable	5 835	6 077
Achat d'électricité – PEI	897	831
Énergie éolienne et hydroélectricité	786	983
Achat d'électricité – COMFIT	402	389
Biomasse	85	59
Total – énergie renouvelable	2 170	2 262
Total des volumes de production	8 005	8 339

Coût moyen du combustible pour le troisième trimestre

	2020	2019
Dollars par MWh	69	62

Coût moyen du combustible pour les neuf premiers mois

	2020	2019
Dollars par MWh	63	58

Le coût moyen du combustible par MWh a augmenté au troisième trimestre de 2020 et pour les neuf premiers mois de 2020 par rapport aux périodes correspondantes de 2019, en raison principalement d'une augmentation des prix des marchandises et d'une variation de la composition des sources de production se traduisant par une plus grande consommation de gaz naturel et une baisse de la production hydroélectrique et éolienne que possède NSPI, laquelle n'est assortie d'aucun coût du combustible. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une baisse de la production liée au mazout lourd et par une diminution des achats d'électricité.

Le solde du passif réglementaire lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible de NSPI a diminué de 33 millions de dollars par rapport à celui de 115 millions de dollars inscrit au 31 décembre 2019 pour s'établir à 82 millions de dollars au 30 septembre 2020, en raison principalement d'un remboursement aux clients du recouvrement excédentaire des coûts du combustible au cours des exercices précédents et de l'évaluation réduite rendue au sujet du lien maritime. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par le recouvrement excédentaire des coûts du combustible au cours de la période considérée.

Autres services publics d'électricité

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

Le 24 mars 2020, Emera a conclu la vente d'Emera Maine. Se reporter aux rubriques « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » et « Faits récents » pour plus de précisions.

en millions de dollars américains (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	79 \$	144 \$	275 \$	421 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ¹⁾	33	55	110	158
Contribution ajustée au bénéfice net consolidé	5 \$	18 \$	19 \$	47 \$
Contribution ajustée au bénéfice net consolidé – \$ CA	6 \$	23 \$	25 \$	62 \$
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché des titres de capitaux propres après impôts	-	-	-	2
Contribution au bénéfice net consolidé	5 \$	18 \$	19 \$	49 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	6 \$	23 \$	25 \$	64 \$
Contribution ajustée au résultat consolidé de base par action ordinaire – \$ CA	0,02 \$	0,10 \$	0,10 \$	0,26 \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire – \$ CA	0,02 \$	0,10 \$	0,10 \$	0,27 \$
Taux de change moyen pondéré entre le dollar canadien et le dollar américain aux fins du calcul du bénéfice net	1,33 \$	1,33 \$	1,36 \$	1,33 \$
BAIIA ajusté	21 \$	52 \$	77 \$	149 \$
BAIIA ajusté – \$ CA	26 \$	67 \$	102 \$	197 \$

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 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Emera Maine	- \$	11 \$	4 \$	28 \$
ECI	5	7	15	19
Contribution ajustée au bénéfice net consolidé	5 \$	18 \$	19 \$	47 \$

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 septembre	Neuf mois clos le 30 septembre
Contribution au bénéfice net consolidé – 2019	18 \$	49 \$
Diminution des produits d'exploitation – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité » ci-après	(13)	(36)
Combustible réglementé pour la production d'électricité – se reporter à la rubrique « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité » ci-après	12	28
Augmentation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices attribuable essentiellement à la comptabilisation, au premier trimestre de 2020, d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices précédemment reporté lié à l'adoption d'un taux d'imposition des sociétés plus bas en décembre 2018 à BLPC	-	7
Incidence de la vente d'Emera Maine, après impôts	(11)	(24)
Autres	(1)	(5)
Contribution au bénéfice net consolidé – 2020	5 \$	19 \$

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 diminué de 17 millions de dollars au troisième trimestre de 2020, comparativement à celle du troisième trimestre de 2019. Pour les neuf premiers mois de 2020, la contribution en dollars canadiens a diminué de 37 millions de dollars en 2020 comparativement à la période correspondante de 2019. La diminution de la contribution au bénéfice d'Emera Maine en raison de sa vente au premier trimestre de 2020 a réduit le bénéfice au cours des deux périodes. La contribution d'ECI a connu une baisse pour les neuf premiers mois de 2020 en raison de la diminution des volumes des ventes auprès des clients des secteurs commercial et industriel, en partie contrebalancée par l'augmentation des ventes aux clients du secteur résidentiel attribuable à l'incidence de la pandémie de COVID-19 et à la poursuite de la reprise après l'ouragan Dorian à GBPC. Pour les neuf premiers mois de 2020, la diminution a été partiellement contrebalancée par la comptabilisation d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices précédemment reporté lié à l'adoption d'un taux d'imposition des sociétés plus bas en décembre 2018 à BLPC.

Le taux de change a eu une incidence minime au cours du trimestre clos le 30 septembre 2020 et des neuf premiers mois de 2020.

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

Les produits d'exploitation ont diminué de 65 millions de dollars pour s'établir à 79 millions de dollars au troisième trimestre de 2020, comparativement à 144 millions de dollars au troisième trimestre de 2019. Les produits d'exploitation ont diminué de 146 millions de dollars pour s'établir à 275 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2020, comparativement à 421 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2019. Les diminutions enregistrées pour ces deux périodes découlent de la vente d'Emera Maine au premier trimestre de 2020, de la baisse des produits liés au combustible à BLPC attribuable à la diminution des prix du combustible et du recul des volumes des ventes auprès des clients des secteurs commercial et industriel, contrebalancés en partie par l'augmentation des ventes aux clients du secteur résidentiel résultant de l'incidence de la pandémie de COVID-19 dans les Caraïbes, ainsi que de la poursuite de la reprise après l'ouragan Dorian à GBPC. Les produits de GBPC au troisième trimestre de 2020 étaient légèrement supérieurs à ceux du troisième trimestre de 2019; toutefois, les produits au troisième trimestre de 2019 étaient faibles en raison de l'incidence de l'ouragan Dorian en septembre 2019.

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

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

	2020	2019
Résidentiel	31 \$	33 \$
Commercial	40	50
Industriel	5	4
Autres	3	5
Total	79 \$	92 \$

Volumes des ventes d'électricité pour le troisième trimestre GWh

	2020	2019
Résidentiel	137	122
Commercial	164	188
Industriel	19	16
Autres	6	3
Total	326	329

Produits tirés des ventes d'électricité pour les neuf premiers mois en millions de dollars américains

	2020	2019
Résidentiel	84 \$	90 \$
Commercial	121	149
Industriel	16	15
Autres	10	12
Total	231 \$	266 \$

Volumes des ventes d'électricité pour les neuf premiers mois GWh

	2020	2019
Résidentiel	369	347
Commercial	481	554
Industriel	61	59
Autres	16	11
Total	927	971

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 diminué de 22 millions de dollars pour s'établir à 33 millions de dollars au troisième trimestre de 2020, comparativement à 55 millions de dollars au troisième trimestre de 2019. Les charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ont diminué de 48 millions de dollars pour s'établir à 110 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2020, comparativement à 158 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2019. Les diminutions enregistrées pour les deux périodes découlent de la vente d'Emera Maine au premier trimestre de 2020 et de la baisse des coûts du combustible à BLPC.

Les volumes de production et le coût moyen du combustible des entreprises de services publics d'ECI sont résumés dans les tableaux suivants :

Volumes de production pour le troisième trimestre

GWh	2020	2019
Mazout	331	344
Hydroélectricité	4	5
Énergie solaire	5	5
Achat d'électricité	15	9
Total	355	363

Coût moyen du combustible par MWh pour le troisième trimestre
en dollars américains

	2020	2019
Dollars par MWh	92	124

Volumes de production pour les neuf premiers mois

GWh	2020	2019
Mazout	933	1 006
Hydroélectricité	12	15
Énergie solaire	13	14
Achat d'électricité	40	25
Total	998	1 060

Coût moyen du combustible par MWh les neuf premiers mois
en dollars américains

	2020	2019
Dollars par MWh	101	121

Le coût moyen du combustible par MWh a diminué au troisième trimestre de 2020 et pour les neuf premiers mois de 2020 par rapport aux périodes correspondantes de 2019 en raison de la diminution des 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 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz ¹⁾	146 \$	156 \$	546 \$	604 \$
Produits d'exploitation non réglementés	3	3	9	9
Total des produits d'exploitation	149 \$	159 \$	555 \$	613 \$
Coût réglementé du gaz naturel	30	40	141	188
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	3	4	10	14
Contribution au bénéfice net consolidé	16 \$	20 \$	87 \$	102 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	20 \$	25 \$	117 \$	132 \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire – \$ CA	0,08 \$	0,10 \$	0,47 \$	0,55 \$
Taux de change moyen pondéré entre le dollar canadien et le dollar américain aux fins du calcul du bénéfice net	1,32 \$	1,34 \$	1,35 \$	1,33 \$
BAIIA	52 \$	51 \$	213 \$	227 \$
BAIIA – \$ CA	69 \$	66 \$	288 \$	299 \$

1) Le montant inscrit au poste « Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz » comprend des produits financiers provenant de Brunswick Pipeline de 12 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2020 (13 millions de dollars en 2019) et de 34 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 (34 millions de dollars en 2019); 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 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
PGS	10 \$	10 \$	39 \$	42 \$
NMGC	(5)	(1)	18	31
Autres	11	11	30	29
Contribution au bénéfice net consolidé	16 \$	20 \$	87 \$	102 \$

Bénéfice net

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

en millions de dollars américains	Trois mois clos les 30 septembre	Neuf mois clos les 30 septembre
Contribution au bénéfice net consolidé – 2019	20 \$	102 \$
Diminution des produits d'exploitation tirés des ventes de gaz – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz » ci-après	(10)	(49)
Diminution des produits d'exploitation tirés des ventes de gaz en raison de la comptabilisation par NMGC, au deuxième trimestre de 2019, des avantages procurés par la réforme fiscale	-	(9)
Comptabilisation d'économies d'impôts liées au changement de traitement des reports en avant de pertes d'exploitation nettes à NMGC au troisième trimestre de 2019	(5)	(5)
Diminution du coût du gaz naturel vendu – se reporter à la rubrique « Coût réglementé du gaz naturel » ci-après	10	47
Autres	1	1
Contribution au bénéfice net consolidé – 2020	16 \$	87 \$

La contribution au bénéfice net consolidé en dollars canadiens du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure a diminué de 5 millions de dollars comparativement à celle du troisième trimestre de 2019. Pour les neuf premiers mois de 2020, la contribution au bénéfice net consolidé en dollars canadiens du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure a diminué de 15 millions de dollars comparativement à celle des neuf premiers mois de 2019. La diminution enregistrée au cours des deux périodes est attribuable à la comptabilisation par NMGC d'économies d'impôts liées au changement de traitement des reports en avant de pertes d'exploitation nettes au troisième trimestre de 2019 et à la baisse des produits des ventes au tarif de base chez PGS en raison des incidences de la COVID-19 sur les ventes commerciales. Cette diminution a été partiellement contrebalancée par la croissance de la clientèle, par la hausse du bénéfice tiré de la PFUPC, par l'augmentation du rendement du capital investi de la clause de remplacement des tuyaux de fonte et d'acier nu à PGS et par la réduction des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales de NMGC. Pour les neuf premiers mois de 2020, cette diminution était également attribuable à la comptabilisation par NMGC des avantages procurés par la réforme fiscale au deuxième trimestre de 2019.

Le taux de change a eu une incidence minime au cours du trimestre clos le 30 septembre 2020 et des neuf premiers mois de 2020.

Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz

Les produits d'exploitation du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure ont diminué de 10 millions de dollars pour s'établir à 146 millions de dollars au troisième trimestre de 2020, comparativement à 156 millions de dollars au troisième trimestre de 2019. Les produits d'exploitation ont diminué de 58 millions de dollars pour s'établir à 546 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2020, comparativement à 604 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2019. La diminution enregistrée pour les deux périodes est attribuable à la diminution des produits liés à une clause, à la baisse des ventes hors système chez PGS et au recul des ventes au secteur commercial découlant de la pandémie de COVID-19 à PGS. Cette diminution a été partiellement contrebalancée par la croissance de la clientèle à PGS. Pour les neuf premiers mois de 2020, la diminution s'explique également par l'approbation des organismes de réglementation autorisant NMGC à conserver des avantages procurés par la réforme fiscale de 9 millions de dollars américains au deuxième trimestre de 2019.

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 troisième trimestre

en millions de dollars américains

	2020	2019
Résidentiel	57 \$	58 \$
Commercial	40	43
Industriel ¹⁾	10	9
Autres ²⁾	27	33
Total ³⁾	134 \$	143 \$

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 12 millions de dollars provenant de Brunswick Pipeline (13 millions de dollars en 2019).

Volumes des ventes de gaz pour le troisième trimestre

Thermies (en millions)

	2020	2019
Résidentiel	38	35
Commercial	150	165
Industriel	417	386
Autres	68	93
Total	673	679

Produits tirés des ventes de gaz pour les neuf premiers mois

en millions de dollars américains

	2020	2019
Résidentiel	250 \$	270 \$
Commercial	144	162
Industriel ¹⁾	30	28
Autres ²⁾	88	110
Total ³⁾	512 \$	570 \$

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 34 millions de dollars provenant de Brunswick Pipeline (34 millions de dollars en 2019).

Volumes des ventes de gaz pour les neuf premiers mois

Thermies (en millions)

	2020	2019
Résidentiel	273	275
Commercial	547	605
Industriel	1 198	1 106
Autres	239	229
Total	2 257	2 215

Coût réglementé du gaz naturel

Le coût réglementé du gaz naturel a diminué de 10 millions de dollars pour s'établir à 30 millions de dollars au troisième trimestre de 2020, comparativement à 40 millions de dollars au troisième trimestre de 2019. Pour les neuf premiers mois de 2020, le coût réglementé du gaz naturel a diminué de 47 millions de dollars pour s'établir à 141 millions de dollars au troisième trimestre de 2020, comparativement à 188 millions de dollars pour la période correspondante de 2019. La diminution enregistrée pour les deux périodes s'explique par la baisse des prix des produits de base à PGS et à NMGC, par le recul du volume des ventes au secteur commercial et par la baisse du volume des ventes hors système à PGS.

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

Volume des ventes de gaz par type pour le troisième trimestre

Thermies (en millions)

	2020	2019
Approvisionnement du réseau	92	110
Transport	581	569
Total	673	679

Volume des ventes de gaz par type pour les neuf premiers mois

Thermies (en millions)

	2020	2019
Approvisionnement du réseau	493	519
Transport	1 764	1 696
Total	2 257	2 215

Autres

en millions de dollars canadiens (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Marge sur les activités de commercialisation et de négociation ¹⁾²⁾	(12) \$	(23) \$	16 \$	3 \$
Ventes d'électricité et de capacité ³⁾	6	-	12	116
Autres produits d'exploitation non réglementés	4	12	13	30
Total des produits d'exploitation – activités non réglementées	(2) \$	(11) \$	41 \$	149 \$
Produits intersociétés ⁴⁾	3	4	10	17
Combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité ⁵⁾	5	-	12	66
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	-	8	17	25
Intérêts débiteurs nets	72	81	230	256
Contribution ajustée au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée)	(70) \$	(112) \$	(229) \$	(228) \$
Gain à la vente et pertes de valeur, après impôts	-	-	283	-
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts	(82)	(67)	(95)	(8)
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée)	(152) \$	(179) \$	(41) \$	(236) \$
Contribution ajustée au résultat consolidé de base par action ordinaire	(0,28) \$	(0,46) \$	(0,93) \$	(0,95) \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire	(0,61) \$	(0,74) \$	(0,17) \$	(0,99) \$
BAIIA ajusté	(22) \$	(42) \$	(25) \$	7 \$

1) La marge sur les activités de commercialisation et de négociation représente les achats et les ventes de gaz naturel et d'électricité d'EES, les coûts liés à la capacité des gazoducs et du stockage et les produits tirés des services de gestion d'actifs énergétiques.

2) La marge sur les activités de commercialisation et de négociation exclut une perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché avant impôts de 131 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2020 (une perte de 102 millions de dollars en 2019) et une perte de 155 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2020 (une perte de 19 millions de dollars en 2019).

3) Les ventes d'électricité et de capacité excluent un gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché avant impôts de néant pour le troisième trimestre de 2020 (néant en 2019) et de néant pour les neuf premiers mois de 2020 (un gain de 2 millions de dollars en 2019).

4) Les produits intersociétés se composent des intérêts reçus de Brunswick Pipeline et de M&NP.

5) Le combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité exclut un gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché avant impôts de 3 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2020 (un gain de 2 millions de dollars en 2019) et un gain de 3 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2020 (une perte de 1 million de dollars en 2019).

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

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Emera Energy	(12) \$	(14) \$	2 \$	19 \$
Siège social	(57)	(99)	(230)	(247)
Autres	(1)	1	(1)	-
Contribution ajustée au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée)	(70) \$	(112) \$	(229) \$	(228) \$

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 septembre	Neuf mois clos le 30 septembre
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée) – 2019	(179) \$	(236) \$
Hausse de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation – voir Emera Energy	11	13
Diminution des autres produits attribuable au gain à la vente d'un immeuble en Floride en 2019, après impôts	-	(10)
Diminution des intérêts débiteurs liée principalement à la baisse des taux d'intérêt et au remboursement de la dette à long terme	9	20
Réévaluation des actifs nets d'impôts reportés sur les bénéfices résultant de l'adoption d'un taux provincial d'imposition des sociétés plus bas en Nouvelle-Écosse au premier trimestre de 2020, tenant compte d'un recouvrement de 2 millions de dollars lié à la réévaluation à la valeur de marché	-	(11)
Diminution du recouvrement d'impôts sur les bénéfices, attribuable surtout à la diminution des pertes avant la charge d'impôts sur les bénéfices, en partie contrebalancée par l'incidence du taux d'imposition effectif des États d'Emera	(12)	(2)
Diminution des dividendes sur les actions privilégiées attribuable au calendrier des versements	22	11
Incidence de la vente des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre et de la centrale électrique Bayside, après impôts	(1)	(22)
Gain à la vente d'Emera Maine et pertes de valeur, après impôts	-	283
Augmentation des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, après impôts, d'un trimestre à l'autre, principalement attribuable aux variations des positions existantes et à une hausse de l'amortissement des actifs de transport du gaz naturel en 2020. Augmentation, d'un exercice à l'autre, des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, après impôts, en raison d'une hausse de l'amortissement des actifs de transport du gaz naturel en 2020 et d'une reprise plus importante des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché en 2019	(15)	(89)
Quote-part de la société de la franchise d'assurance sur les installations de GBPC en 2019	9	9
Recul du bénéfice provenant des placements en titres de capitaux propres dans Bear Swamp en raison de la réduction des livraisons d'énergie résultant d'une panne de la ligne de transport d'un tiers, de la baisse des prix de capacité en Nouvelle-Angleterre et des conditions moins favorables du marché de l'énergie	(8)	(8)
Autres	12	1
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée) – 2020	(152) \$	(41) \$

Si l'on ne tient pas compte de l'augmentation des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, du gain à la vente et des pertes de valeur comptabilisées à l'égard de certains actifs, la contribution du secteur Autres au bénéfice net consolidé a augmenté de 42 millions de dollars pour représenter une perte de 70 millions de dollars au troisième trimestre de 2020, par rapport au troisième trimestre de 2019. Pour les neuf premiers mois de 2020, la contribution du secteur Autres a diminué de 1 million de dollars pour représenter une perte de 229 millions de dollars par rapport aux neuf premiers mois de 2019. L'augmentation enregistrée pour les deux périodes est attribuable au calendrier de versement des dividendes sur les actions privilégiées, à une hausse de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation, à une baisse des taux d'intérêt et à la comptabilisation de la part revenant au siège social de la franchise d'assurance sur les installations de GBPC en 2019, partiellement contrebalancés par une baisse du recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés. La diminution enregistrée pour les neuf premiers mois de 2020 s'explique également par l'incidence de la vente des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre et de la centrale électrique Bayside, par la réévaluation des actifs nets d'impôts reportés sur les bénéfices résultant de l'adoption d'un taux provincial d'imposition des sociétés plus bas en Nouvelle-Écosse au premier trimestre de 2020 et par la vente d'un immeuble en Floride en 2019.

Emera Energy

La marge sur les activités de commercialisation et de négociation a augmenté de 11 millions de dollars pour représenter une perte de 12 millions de dollars au troisième trimestre de 2020, comparativement à une perte de 23 millions de dollars au troisième trimestre de 2019, en raison des engagements fixes moins élevés pour les actifs de transport et de stockage de gaz et des périodes de volatilité accrue au troisième trimestre de 2020 par rapport au troisième trimestre de 2019, ce qui s'est traduit par de meilleures occasions de marché.

La marge dégagée pour les neuf premiers mois a augmenté de 13 millions de dollars pour s'établir à 16 millions de dollars en 2020, en comparaison de 3 millions de dollars pour la période correspondante de 2019. Cette augmentation est le fruit de couvertures plus favorables en 2020 par rapport à 2019, partiellement contrebalancées par des conditions de marché moins favorables en hiver, notamment un temps plus chaud que la normale, des prix du gaz naturel plus bas et une faible volatilité au premier trimestre de 2020 par rapport au premier trimestre de 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. 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 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.

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, les effets de la pandémie de COVID-19 en cours, notamment les mesures gouvernementales qui en ont découlé pour faire face à cette pandémie, ont entraîné un ralentissement économique dans tous les marchés desservis par Emera. La cadence et la vigueur de la reprise économique sont incertaines et peuvent varier d'un territoire à l'autre.

La pandémie a entraîné globalement une baisse des charges et une augmentation des coûts d'exploitation par rapport à ceux qu'auraient autrement connus les services publics de la société. Certains des services publics d'Emera ont été davantage touchés que d'autres. Toutefois, sur une base consolidée, ces incidences défavorables n'ont eu aucun effet important à ce jour sur le bénéfice net consolidé. Se reporter à la rubrique « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales — Pandémie de COVID-19 » pour plus de détails. L'incidence économique actuelle de la pandémie pourrait nuire à la capacité de paiement des clients. En raison de la suspension temporaire des débranchements, les services publics de la société ont vu augmenter le vieillissement des débiteurs clients. Cette tendance a commencé à s'inverser avec la reprise des processus normaux de débranchement. À ce jour, il n'y a pas eu de défaillances importantes de clients à la suite de faillites et plusieurs comptes clients sont garantis par des dépôts. L'incidence totale des pertes de crédit potentielles liées au non-paiement de la part de clients n'est pas connue à l'heure actuelle; toutefois, au 30 septembre 2020, l'augmentation des provisions pour pertes de crédit liée à la hausse du vieillissement des débiteurs clients n'était pas importante. Les services publics continuent à surveiller les comptes clients et à collaborer avec les clients quant aux modalités de paiement.

L'ampleur de l'incidence future de la COVID-19 sur les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation de la société ne peut être prévue pour le moment et dépendra de l'évolution de la situation, notamment de la durée et de la gravité de la pandémie, des mesures gouvernementales potentielles à venir, de l'activité économique et de la consommation d'énergie dans l'avenir. La société prévoit actuellement continuer à disposer de liquidités adéquates compte tenu de sa situation de trésorerie, de ses facilités bancaires existantes et de son accès à des capitaux, mais elle continuera de surveiller les répercussions de la COVID-19 sur les flux de trésorerie dans l'avenir.

Les besoins futurs en trésorerie et en capital d'Emera se rapporteront surtout au fonds de roulement, à l'investissement en cours dans le domaine des activités au tarif de base, aux acquisitions d'entreprises, à l'investissement en installations nouvelles, aux dividendes et au service de la dette. Emera a mis en place un plan d'investissement en immobilisations de 7,4 milliards de dollars pour la période de 2021 à 2023 et qui présente un potentiel de capitaux supplémentaires de 1,2 milliard de dollars au cours de la même période. Ce plan comprend d'importants investissements dans le domaine des activités au tarif de base à l'échelle du portefeuille dans la production d'énergie renouvelable et plus propre, la modernisation des infrastructures et les technologies axées sur les besoins des clients. Les dépenses en immobilisations des services publics réglementés sont assujetties à l'approbation des organismes de réglementation. L'ampleur de l'incidence future de la COVID-19 sur le profil du plan d'investissement de la société ne peut être prévue pour le moment pour les raisons évoquées plus haut. La société dispose d'une certaine souplesse en ce qui concerne son plan d'investissement en immobilisations et continuera à suivre les événements actuels et les répercussions connexes de la COVID-19.

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 pour financer ses activités courantes, rembourser ses emprunts actuels et répondre à ses besoins de capitaux. Les capitaux d'emprunt obtenus par certains services publics de la société sont assujettis à l'approbation des organismes de réglementation pertinents. Les besoins en capitaux propres à l'appui du plan d'investissement de la société seront principalement financés sur les marchés de capitaux propres par le biais du régime de réinvestissement des dividendes et de l'émission d'actions ordinaires et privilégiées. L'accès futur de la société aux capitaux pourrait être compromis par la poursuite éventuelle des perturbations du marché liées à la COVID-19. Se reporter à la rubrique « Gestion des risques, y compris les instruments financiers » pour obtenir une mise à jour de la présentation des risques.

Emera dispose de facilités de crédit assorties de diverses échéances qui, cumulées, lui procurent un crédit de 3,3 milliards de dollars, dont une tranche de 1,6 milliard de dollars était non prélevée et disponible au 30 septembre 2020. Au 30 septembre 2020, la société détenait un solde de trésorerie de 335 millions de dollars. Se reporter à la rubrique « Gestion de la dette » ci-après pour plus de précisions. Se reporter aux notes 19 et 20 afférentes aux états financiers intermédiaires consolidés résumés pour plus de précisions sur les facilités de crédit.

Au 30 septembre 2020, Emera détenait des débiteurs et d'autres actifs pour un montant de 145 millions de dollars canadiens (109 millions de dollars américains) liés au remboursement prévu des reports prospectifs de crédits au titre de l'impôt minimum de remplacement. La société a reçu ce remboursement en octobre 2020.

Flux de trésorerie consolidés – Faits saillants

Les variations importantes survenues aux états consolidés résumés des flux de trésorerie entre les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 2019 comprennent :

en millions de dollars canadiens	2020	2019	Variation
Trésorerie et équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions et actifs détenus en vue de la vente à l'ouverture de la période	274 \$	372 \$	(98) \$
Liés à ce qui suit :			
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement	1 101	1 182	(81)
Variation du fonds de roulement	139	128	11
Activités d'exploitation	1 240	1 310	(70)
Activités d'investissement	(536)	(786)	250
Activités de financement	(595)	(546)	(49)
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	(48)	(13)	(35)
Trésorerie et équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions à la clôture de la période	335 \$	337 \$	(2) \$

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont diminué de 70 millions de dollars pour s'établir à 1 240 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, comparativement à 1 310 millions de dollars pour la période correspondante de 2019.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement ont diminué de 81 millions de dollars. Cette diminution est attribuable essentiellement à l'incidence de la vente d'Emera Maine au premier trimestre de 2020, à la diminution du bénéfice de NSPI, et à la baisse des recouvrements excédentaires auprès des clients sur des coûts liés à une clause à Tampa Electric et à PGS. Cette diminution a été partiellement contrebalancée par la hausse des produits des ventes au tarif de base à Tampa Electric.

Les variations du fonds de roulement ont entraîné une augmentation de 11 millions de dollars des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation. L'augmentation est attribuable aux changements favorables apportés à la garantie en trésorerie de NSPI et à la réception d'un remboursement, en 2020, d'impôts sur les bénéfices de 2019 par NSPI. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée 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, par une diminution des stocks de combustible à NSPI, ainsi que par les changements défavorables apportés à la garantie en trésorerie à Emera Energy.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont diminué de 250 millions de dollars, s'établissant à 536 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, en comparaison de flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement de 786 millions de dollars pour la période correspondante de 2019. En 2020, Emera a reçu un produit de 1,4 milliard de dollars de la vente d'Emera Maine, en comparaison d'un produit de 866 millions de dollars tiré de cessions en 2019, principalement de la vente des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre et de la centrale Bayside. Cette hausse du produit a été partiellement contrebalancée par une hausse des dépenses en immobilisations en 2020.

Les dépenses en immobilisations, y compris la PFUPC, se sont élevées à 1 967 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, contre 1 662 millions de dollars pour la période correspondante de 2019. Les dépenses en immobilisations par secteur pour 2020 se détaillent comme suit :

- 1 029 millions de dollars pour le secteur Services publics d'électricité de la Floride (919 millions de dollars en 2019);
- 253 millions de dollars pour le secteur Services publics d'électricité canadiens (263 millions de dollars en 2019);
- 124 millions de dollars pour le secteur Autres services publics d'électricité (127 millions de dollars en 2019);
- 559 millions de dollars pour le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure (295 millions de dollars en 2019);
- 2 millions de dollars pour le secteur Autres (58 millions de dollars en 2019).

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités de financement ont augmenté de 49 millions de dollars, s'établissant à 595 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, en comparaison de 546 millions de dollars pour la période correspondante de 2019. Cette augmentation est attribuable au remboursement net de la dette à TECO Finance, à la hausse des remboursements nets des facilités de crédit engagées d'Emera et de NSPI et à la baisse du produit tiré de l'émission de titres de créance à long terme à NSPI. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par un remboursement de titres de créance à long terme de la société en 2019.

Obligations contractuelles

Au 30 septembre 2020, 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	2020	2021	2022	2023	2024	Par la suite	Total
Capital de la dette à long terme	28 \$	1 715 \$	425 \$	833 \$	691 \$	10 504 \$	14 196 \$
Obligations liées au paiement des intérêts ¹⁾	264	607	574	550	535	7 082	9 612
Achat d'électricité ²⁾	74	218	218	216	219	2 024	2 969
Transport ³⁾	157	467	396	337	307	3 028	4 692
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite ⁴⁾	7	33	29	29	97	259	454
Projets d'investissement ⁵⁾	222	195	104	91	-	-	612
Approvisionnement en combustible et en gaz naturel et stockage	177	240	44	6	1	-	468
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	2	24	1	1	1	382	411
Ententes de service à long terme ⁶⁾	13	30	30	27	25	96	221
Engagements au titre des placements dans des sociétés satellites ⁷⁾	-	-	240	-	-	-	240
Contrats de location et autres ⁸⁾	4	19	18	18	16	128	203
Gestion axée sur la demande	8	42	43	-	-	-	93
Créances à long terme	1	5	5	5	-	-	16
	957 \$	3 595 \$	2 127 \$	2 113 \$	1 892 \$	23 503 \$	34 187 \$

1) Les paiements d'intérêts futurs sont calculés d'après l'hypothèse selon laquelle aucune dette ne sera remboursée avant l'échéance. En ce qui concerne les titres d'emprunt assortis de taux variables, l'intérêt est calculé pour toutes les périodes futures selon les taux en vigueur au 30 septembre 2020, y compris tout paiement exigé prévu aux termes de contrats de swaps connexes.

2) 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.

3) Engagements d'achat visant le transport de combustibles et une capacité de transport sur les différents gazoducs.

4) L'obligation contractuelle estimée est calculée comme étant les cotisations actuelles exigées par la loi aux régimes enregistrés de retraite par capitalisation (à l'exclusion de la possibilité de liquidation), majorées des coûts estimés d'autres cumuls de prestations contractés en vertu de la convention collective de NSPI et des paiements de prestations estimés liés à d'autres régimes d'avantages sociaux non capitalisés.

5) Comprend des engagements de 422 millions de dollars liés aux projets d'énergie solaire et de modernisation de la centrale Big Bend de Tampa Electric, ainsi qu'aux projets liés aux compteurs avancés.

6) 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 communications de la société et gestion de la végétation.

7) Emera s'est engagée à fournir un apport en capital dans Labrador Island Link Limited Partnership.

8) Comprend des contrats de location-exploitation visant des bâtiments, des terrains, des services de télécommunications et des wagons de train, des droits de transport et des engagements au titre des investissements.

Le 17 mars 2020, Nalcor a annoncé qu'elle avait interrompu les activités de construction sur le site de Muskrat Falls en réponse à la pandémie de COVID-19. En raison des effets de la COVID-19 sur la réalisation du projet, Nalcor a déclaré un cas de force majeure en vertu de plusieurs contrats de projet, ce qui comprend un avis officiel à NSPML. Nalcor a repris les travaux en mai 2020. Nalcor a produit de l'électricité sur la première des quatre génératrices de Muskrat Falls le 22 septembre 2020 et continue de travailler en vue de la mise en service du projet en 2021.

NSPML prévoit déposer une évaluation des coûts finale auprès de la Régie lors du début de la livraison du bloc énergétique de la Nouvelle-Écosse à partir du projet hydroélectrique de Muskrat Falls.

Le 31 juillet 2020, NSPML a déposé une demande d'évaluation intermédiaire auprès de la Régie demandant une somme d'environ 172 millions de dollars à titre de recouvrement des coûts de 2021, ce qui s'est traduit par un recouvrement de 27 millions de dollars supplémentaires auprès de NSPI. Une décision de la Régie à cet égard est attendue au quatrième trimestre de 2020.

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 chiffrait à 145 millions de dollars en 2020, assujéti à une retenue de 10 millions de dollars, et un montant de 79 millions de dollars avait été payé au 30 septembre 2020. Dans le cadre du plan de stabilité tarifaire du combustible de NSPI pour 2020-2022, les tarifs ont été fixés de manière à inclure les 145 millions de dollars approuvés pour 2020 et des montants de 164 millions de dollars et de 162 millions de dollars pour 2021 et 2022, respectivement. Toute différence entre les montants inclus dans le plan de stabilité tarifaire du combustible de NSPI et ceux approuvés par la Régie par l'entremise de la demande d'évaluation intermédiaire de NSPML sera traitée au moyen du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible. Le calendrier et les sommes payables à NSPML pour le reste de la période de cet engagement de 37 ans sont tributaires 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 pourrait être 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 3,3 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 renouvelable engagée non garantie	Juin 2024	900 \$	456 \$	444 \$
Emera Inc. – Facilité non renouvelable non garantie	Décembre 2020	400	400	-
TECO Finance, Inc. – en dollars américains – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie	Mars 2022	400	301	99
NSPI – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie	Octobre 2024	600	4	596
TEC – en dollars américains – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie ¹⁾	Mars 2022	400	196	204
TEC – en dollars américains – Facilité d'emprunt garantie par les débiteurs ¹⁾	Mars 2021	150	40	110
TEC – en dollars américains – Facilité non renouvelable non garantie ¹⁾	Février 2021	300	300	-
NMGC – en dollars américains – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie	Mars 2022	125	12	113
Autre – en dollars américains – Facilités de crédit renouvelables engagées non garanties	Diverses	32	21	11

1) Ces facilités peuvent être utilisées par Tampa Electric et par PGS. Au 30 septembre 2020, Tampa Electric avait prélevé 392 millions de dollars américains sur les facilités et PGS avait prélevé une tranche de 144 millions de dollars américains.

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 septembre 2020.

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

Services publics d'électricité de la Floride

Le 6 février 2020, TEC a conclu une convention de crédit visant une facilité de crédit non renouvelable de 300 millions de dollars américains et arrivant à échéance le 4 février 2021. La convention de crédit prévoit les engagements et garanties, les cas de défaut et les clauses financières et autres clauses d'usage, et les montants prélevés sur la facilité portent intérêt au TIOL, au taux préférentiel ou aux taux des fonds fédéraux, majorés d'une marge.

Services publics d'électricité canadiens

Le 24 avril 2020, NSPI a émis des billets non garantis à 30 ans d'un montant de 300 millions de dollars. Les billets portent intérêt à un taux de 3,31 pour cent et arrivent à échéance le 25 avril 2050.

Autres services publics d'électricité

Le 20 mai 2020, GBPC a contracté un prêt à terme non renouvelable de 22 millions de dollars américains, dont la date d'échéance est le 20 mai 2025. Le prêt porte intérêt au TIOL à 90 jours majoré d'une marge. Le 22 mai 2020, le produit de ce prêt a servi à rembourser des billets de premier rang de 22 millions de dollars américains qui étaient arrivés à échéance.

Le 20 mai 2020, GBPC a contracté un prêt à terme non renouvelable de 15 millions de dollars des Bahamas (15 millions de dollars américains), dont la date d'échéance est le 20 mai 2025. Le prêt porte intérêt au taux de 4,00 pour cent.

Au 30 septembre 2020, BLPC avait prélevé un montant de 67 millions de dollars de la Barbade (33 millions de dollars américains) sur un prêt à terme non renouvelable de 110 millions de dollars de la Barbade (55 millions de dollars américains). Le prêt porte intérêt au taux de 2,05 pour cent et sa durée est de 5 ans.

Autres

Le 28 février 2020, TECO Energy/Finance a reporté la date d'échéance de sa facilité de crédit de 500 millions de dollars américains, la faisant passer du 5 mars 2020 au 3 juillet 2020. Aucune autre modification notable n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente. Le 3 avril 2020, TECO Energy/Finance a remboursé 200 millions de dollars américains du prêt à terme au moyen de fonds provenant de la vente d'Emera Maine et la tranche restante de 300 millions de dollars américains a été remboursée le 30 juin 2020.

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

Cotes de crédit

Le 8 juillet 2020, Fitch Ratings a attribué pour la première fois à NMGC une cote de défaut de l'émetteur à long terme de BBB+. Cette cote est assortie d'une perspective stable.

Le 24 mars 2020, S&P a modifié la note attribuée aux émetteurs Emera et TECO, la faisant passer de BBB+ à BBB et, parallèlement, a modifié les perspectives de ces deux émetteurs, les faisant passer de négatives à stables. S&P a également confirmé les notes BBB+ attribuées aux émetteurs TEC et NSPI et a modifié les perspectives de ces deux agences, qui sont passées de négatives à stables.

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 2019, les mises à jour étant indiquées ci-dessous.

La société détient des lettres de crédit et de cautionnement d'un montant de 54 millions de dollars américains (82 millions de dollars américains au 31 décembre 2019) 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 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 2021. Au 30 septembre 2020, le montant engagé s'élevait à 63 millions de dollars (52 millions de dollars au 31 décembre 2019).

Emera Inc. a émis une garantie pouvant atteindre 35 millions de dollars américains relativement à des billets en circulation de GBPC. La garantie à l'égard de ces billets expirera en mai 2023.

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 ont été calculés selon les modalités de crédit et d'intérêt habituelles.

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

- Les transactions entre NSPI et NSPML se rapportant à l'évaluation rendue au sujet du lien maritime sont comptabilisées dans les états des résultats consolidés résumés. Les charges de NSPI sont comptabilisées au poste « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité », et totalisent 27 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2020 (26 millions de dollars en 2019) et 82 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 (80 millions de dollars en 2019). 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 2 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2020 (16 millions de dollars en 2019) et 13 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 (50 millions de dollars en 2019).

Au 30 septembre 2020 et au 31 décembre 2019, 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 2019, à l'exception de ce qui suit :

Risque pour la santé publique

Une épidémie de maladie infectieuse, une pandémie ou une menace similaire pour la santé publique, comme la pandémie de COVID-19, ou la crainte de l'une des situations susmentionnées, pourrait avoir des conséquences négatives sur la société, notamment en provoquant des retards et des perturbations dans l'exploitation, la chaîne d'approvisionnement et le développement de projets, des pénuries de main-d'œuvre et des fermetures (y compris en raison de la réglementation et des mesures de prévention gouvernementales), ce qui pourrait avoir une incidence négative sur les activités de la société.

Tout changement défavorable des conditions générales de l'économie et du marché résultant d'une menace pour la santé publique pourrait avoir une incidence négative sur la demande d'électricité et de gaz naturel, les produits, les coûts d'exploitation, le calendrier et l'ampleur des dépenses en immobilisations, les résultats des efforts de financement, ou le risque de crédit et le risque de contrepartie; ce qui pourrait avoir un effet négatif important sur les activités de la société.

L'ampleur de l'évolution de la pandémie de COVID-19 et son incidence future sur la société sont incertaines. La société a mis en place des plans d'urgence en cas de pandémie et des plans d'urgence d'affaires dans chacune de ses activités afin de gérer et d'aider à atténuer l'incidence d'une telle menace pour la santé publique. La priorité absolue de l'entreprise demeure la santé et la sécurité de ses clients et de ses employés. Au premier trimestre de 2020, Emera a mis en œuvre ses plans de lutte contre la pandémie et de poursuite des activités à l'échelle de l'entreprise. Cela comprend des restrictions de voyage, l'obligation pour les employés de travailler à distance dans la mesure du possible, une restriction de l'accès aux installations d'exploitation, la distanciation physique et la mise en œuvre de protocoles supplémentaires (notamment l'utilisation accrue d'équipements de protection individuelle) pour les travaux effectués dans les installations des clients. La société assure le suivi des recommandations des autorités de santé publique locales et nationales relatives à la COVID-19 et adapte les exigences fonctionnelles selon les besoins.

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 septembre 2020	Au 31 décembre 2019
Passifs liés aux instruments dérivés (passifs à court terme et à long terme)	- \$	(1) \$
Actifs (passifs) liés aux instruments dérivés, montant net	- \$	(1) \$

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 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Produits d'exploitation – activités réglementées	- \$	(1) \$	(2) \$	(3) \$
Pertes nettes liées aux dérivés efficaces	- \$	(1) \$	(2) \$	(3) \$

Les gains nets (pertes nettes) 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 septembre 2020	Au 31 décembre 2019
Actifs liés aux instruments dérivés (actifs à court terme et autres)	27 \$	28 \$
Actifs réglementaires (actifs à court terme et autres)	68	80
Passifs liés aux instruments dérivés (passifs à court terme et à long terme)	(68)	(78)
Passifs réglementaires (passifs à court terme et à long terme)	(25)	(42)
Actif (passif) net	2 \$	(12) \$

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 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ¹⁾	(8) \$	- \$	(18) \$	7 \$
Gains (pertes) nets	(8) \$	- \$	(18) \$	7 \$

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 septembre 2020	Au 31 décembre 2019
Actifs liés aux instruments dérivés (actifs à court terme et autres)	51 \$	58 \$
Passifs liés aux instruments dérivés (passifs à court terme et à long terme)	(365)	(291)
Passifs nets liés aux instruments dérivés	(314) \$	(233) \$

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 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Produits d'exploitation – activités non réglementées	(187) \$	(69) \$	35 \$	180 \$
Combustible non réglementé pour l'achat d'électricité	1	1	(3)	(4)
Gains nets (pertes nettes)	(186) \$	(68) \$	32 \$	176 \$

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 septembre 2020	Au 31 décembre 2019
Actifs liés aux instruments dérivés (actifs à court terme et autres)	11 \$	1 \$
Passifs liés aux instruments dérivés (passifs à court terme et à long terme)	(3)	-
Actifs nets liés aux instruments dérivés	8 \$	1 \$

Autres dérivés constatés dans le bénéfice net

La société a constaté dans le bénéfice net les gains (pertes) suivants liés aux autres dérivés :

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	4 \$	11 \$	(3) \$	34 \$
Autres produits (charges)	5	-	5	-
Total des gains	9 \$	11 \$	2 \$	34 \$

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 septembre 2020 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 septembre 2020 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 peuvent influencer sur les montants des actifs et des passifs présentés à la date des états financiers, ainsi que sur les montants des produits et des charges présentés pour les périodes de présentation de l'information financière. Parmi les éléments importants pour lesquels il convient de recourir à des estimations formulées par la direction, on compte les actifs et les passifs assujettis à la réglementation des tarifs, les provisions pour perte de crédit, 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. 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, tout ajustement étant comptabilisé dans le résultat dans l'exercice au cours duquel il survient. La direction a analysé l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur ses estimations et ses jugements et a conclu qu'aucun ajustement significatif n'était requis au 30 septembre 2020.

Tests de dépréciation du goodwill

La direction s'est demandé si les incidences que pourrait avoir la pandémie de COVID-19 sur les bénéfices futurs nécessitaient de soumettre le goodwill à un test de dépréciation au troisième trimestre de 2020, et elle a déterminé qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur des unités d'exploitation au 30 septembre 2020 soit supérieure à leur valeur comptable.

Au 30 septembre 2020, une tranche de 5,9 milliards de dollars du goodwill d'Emera était liée à TECO Energy (unités d'exploitation Tampa Electric, PGS et NMGC). Étant donné l'excédent considérable de la juste valeur sur la valeur comptable calculée pour chacune de ces unités d'exploitation en date du dernier test quantitatif réalisé au quatrième trimestre de 2019, la direction ne s'attend pas à ce que la pandémie de COVID-19 ait une incidence sur le goodwill lié à ces unités d'exploitation.

Au 30 septembre 2020, une tranche de 72 millions de dollars du goodwill d'Emera était liée à GBPC. Le goodwill établi pour cette unité d'exploitation est plus sensible aux variations des bénéfices futurs prévus. La pandémie de COVID-19 pourrait avoir des répercussions défavorables sur les bénéfices au cours des périodes à venir, ce qui pourrait se traduire par des pertes de valeur; toutefois, l'incidence de la COVID-19 sur les bénéfices futurs ne peut être raisonnablement déterminée ou estimée pour le moment. Aucune perte de valeur n'a été comptabilisée pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 en lien avec ce goodwill.

Évaluation de la dépréciation des actifs à long terme

La direction s'est posé la question à savoir si les répercussions possibles de la pandémie de COVID-19 sur les flux de trésorerie futurs non actualisés pourraient indiquer que les actifs à long terme ne sont pas recouvrables. Au 30 septembre 2020, il n'existait aucun indice de dépréciation des actifs à long terme d'Emera. En raison de l'incidence de la COVID-19, une dépréciation des actifs à long terme de la société pourrait se produire au cours des périodes à venir; cependant, rien n'indique à l'heure actuelle que l'incidence sur les flux de trésorerie futurs serait telle que les actifs à long terme de la société ne seraient pas recouvrables.

Des pertes de valeur de néant et de 25 millions de dollars (26 millions de dollars après impôts) ont été comptabilisées à l'égard de certains actifs pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, respectivement.

Prestations de retraite et avantages sociaux postérieurs à l'emploi

La pandémie de COVID-19 pourrait avoir une incidence sur les hypothèses actuarielles clés utilisées pour comptabiliser les avantages sociaux postérieurs à l'emploi, y compris les taux de rendement prévus des actifs du régime ainsi que les taux d'actualisation utilisés afin de calculer les obligations au titre des prestations constituées, le coût des prestations et les exigences annuelles relatives à la capitalisation des régimes de retraite. Des fluctuations au niveau du rendement réel des marchés boursiers ainsi que l'évolution des taux d'intérêt découlant de la pandémie de COVID-19 peuvent également entraîner des variations des coûts découlant de régimes de retraite et de la capitalisation des régimes de retraite au cours des périodes à venir.

L'ampleur de l'incidence future de la COVID-19 sur les résultats financiers et les activités de la société ne peut être prévue pour le moment et dépendra de l'évolution de la situation, notamment de la durée et de la gravité de la pandémie, des mesures gouvernementales potentielles à venir, de l'activité économique et de la consommation d'énergie dans l'avenir. Les résultats réels peuvent différer sensiblement de ces estimations.

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 2020 sont décrites ci-dessous :

Évaluation des pertes de crédit sur les instruments financiers

Le 1^{er} janvier 2020, la société a adopté l'Accounting Standard Update (« ASU ») 2016-13, intitulée *Measurement of Credit Losses on Financial Instruments*. La norme fournit des directives concernant l'évaluation des pertes de crédit liées aux actifs financiers et à certains autres instruments qui ne sont pas comptabilisés à la juste valeur par le biais du résultat net, y compris les créances clients et autres débiteurs, les titres d'emprunt, les investissements nets dans des contrats de location et les expositions au risque de crédit hors bilan. La nouvelle norme exige que les sociétés remplacent la méthodologie actuelle fondée sur les pertes de valeur subies par une méthodologie selon laquelle toutes les pertes de crédit attendues liées aux actifs financiers doivent être évaluées en fonction de l'expérience passée, des conditions courantes et de prévisions raisonnables et justifiables. La norme exige la présentation d'informations supplémentaires concernant les pertes de crédit, y compris concernant la méthodologie d'évaluation des pertes de crédit et les indicateurs de la qualité du crédit. L'adoption de la norme a entraîné une diminution de 7 millions de dollars des bénéfices non répartis inscrits dans les états financiers intermédiaires consolidés au 1^{er} janvier 2020.

Prises de position comptables futures

La société prend en considération la méthode d'application et l'incidence de toutes les ASU publiées par le Financial Accounting Standards Board (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 2019 de la société, les mises à jour étant indiquées ci-dessous.

Allègement à l'égard des conséquences de la réforme des taux d'intérêt de référence sur la communication de l'information financière

En mars 2020, le FASB a publié l'ASU 2020-04, intitulée *Reference Rate Reform (Topic 848): Facilitation of the Effects of Reference Rate Reform on Financial Reporting*. La norme prévoit des mesures de simplification et des exceptions facultatives liées à l'application des PCGR des États-Unis aux modifications de contrats et aux relations de couverture qui font référence au TIOL ou à un autre taux qui devrait cesser d'être utilisé. La directive était en vigueur à la date d'émission et les entités peuvent choisir de l'appliquer de manière prospective jusqu'au 31 décembre 2022. La société a mis en œuvre un plan de projet au cours du deuxième trimestre de 2020 et a déterminé les instruments financiers touchés, qui comprennent principalement les engagements de paiement et les contrats de couverture. La société évalue actuellement l'incidence qu'aura l'adoption de la norme sur ses états financiers consolidés si elle entre en vigueur.

Comptabilisation des titres convertibles et des contrats d'une entité visant ses capitaux propres

En août 2020, le FASB a publié l'ASU 2020-06, intitulée *Debt - Debt with Conversion and Other Options (Subtopic 470-20)* et *Derivatives and Hedging - Contracts in Entity's Own Equity (Subtopic 815-40)*. La norme réduit le nombre de modèles comptables pour les titres de créance sous forme de débentures convertibles et les actions privilégiées convertibles, en plus de modifier les obligations d'information. La norme met à jour également les directives portant sur l'exclusion du champ d'application des dérivés pour les contrats d'une entité visant ses capitaux propres ainsi que les directives connexes portant sur le résultat par action. Les directives s'appliqueront aux exercices, y compris aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2021. L'adoption anticipée est permise, mais au plus tôt pour les exercices ouverts après le 15 décembre 2020. La norme sera appliquée soit au moyen d'une méthode de transition rétrospective modifiée, soit au moyen d'une méthode de transition pleinement rétrospective. La société évalue actuellement l'effet de l'adoption de la norme sur ses états financiers consolidés.

Obligations en matière d'informations à fournir sur les titres de créance garantis

En octobre 2020, le FASB a publié l'ASU 2020-09, intitulée *Debt (Topic 470): Amendments to SEC Paragraphs pursuant to SEC Release No. 33-10762*. Les modifications de la norme s'alignent sur les nouvelles règles de la SEC à l'égard des changements apportés aux obligations en matière d'informations à fournir sur certains titres de créance nominatifs garantis. Elles comprennent la simplification et la mise au point des modèles d'informations à fournir, l'amélioration de certaines informations à fournir dans les notes et la possibilité de présenter les informations à fournir à l'extérieur des états financiers. Les directives s'appliqueront aux rapports annuels déposés pour les exercices se terminant après le 4 janvier 2021, l'adoption anticipée étant toutefois autorisée. La société évalue actuellement l'incidence qu'aura l'adoption de la norme sur ses états financiers consolidés.

RÉCAPITULATIF DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Pour les trimestres clos les

en millions de dollars canadiens (sauf les montants par action)	T3 2020	T2 2020	T1 2020	T4 2019	T3 2019	T2 2019	T1 2019	T4 2018
Produits d'exploitation	1 163 \$	1 169 \$	1 637 \$	1 616 \$	1 299 \$	1 378 \$	1 818 \$	1 799 \$
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	84	58	523	193	55	103	312	231
Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	166	118	193	145	122	130	224	167
Résultat de base par action ordinaire	0,34	0,24	2,14	0,79	0,23	0,43	1,32	0,98
Résultat dilué par action ordinaire	0,34	0,23	2,13	0,80	0,23	0,43	1,32	0,98
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,67	0,48	0,79	0,60	0,51	0,54	0,95	0,71

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. En 2020, les résultats trimestriels tiennent compte de l'incidence de la pandémie de COVID-19 à compter de mars 2020. Se reporter à la rubrique « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales ».