



Rapport de gestion

En date du 9 novembre 2021

Le présent rapport de gestion donne un aperçu des résultats d'exploitation d'Emera Incorporated et de ses filiales et investissements pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2021 par rapport aux périodes correspondantes de 2020, de même qu'un aperçu de sa situation financière au 30 septembre 2021 par rapport au 31 décembre 2020. 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 2021 et pour le trimestre et la période de neuf mois clos à cette date, ainsi que du rapport de gestion et des états financiers consolidés audités annuels d'Emera Incorporated et des notes annexes au 31 décembre 2020 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 2021 :

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 à la rubrique « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » pour plus de précisions.

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

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

TABLE DES MATIÈRES

Information prospective.....	4
Introduction et aperçu stratégique	5
Unités de mesure financières non conformes aux PCGR	7
Rétrospective financière consolidée	9
Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice	9
Principales données financières consolidées par secteur d'activité	10
Faits saillants de l'état des résultats consolidé	12
Survol de l'entreprise et perspectives commerciales.....	17
Pandémie de COVID-19.....	17
Services publics d'électricité de la Floride.....	17
Services publics d'électricité canadiens	18
Autres services publics d'électricité.....	21
Services publics de gaz naturel et infrastructure.....	22
Autres	23
Bilans consolidés – Faits saillants	25
Faits récents.....	27
Informations sur les actions en circulation	28
Principales données financières	29
Services publics d'électricité de la Floride.....	29
Services publics d'électricité canadiens	32
Autres services publics d'électricité.....	36
Services publics de gaz naturel et infrastructure.....	38
Autres	41
Situation de trésorerie et sources de financement	44
Flux de trésorerie consolidés – Faits saillants.....	45
Obligations contractuelles	47
Gestion de la dette	49
Garanties et lettres de crédit	51
Transactions entre parties liées	51
Gestion du risque et instruments financiers.....	52
Communication de l'information et contrôles internes	54
Estimations comptables critiques.....	54
Modification de méthodes et de pratiques comptables.....	56
Prises de position comptables futures.....	56
Récapitulatif des résultats trimestriels	57

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 objectifs de réduction des émissions de dioxyde de carbone, 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 comprennent, sans en exclure d'autres, les suivants : 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 publié 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 demeure 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 des ventes et les charges d'exploitation ont également une incidence sur le bénéfice.

Le plan d'investissement en immobilisations de 7,4 milliards de dollars d'Emera pour la période de 2021 à 2023 et le potentiel de capitaux supplémentaires de 1,2 milliard de dollars au cours de la même période se traduit par une prévision de croissance des tarifs de 7,5 pour cent à 8,5 pour cent jusqu'en 2023. Le plan d'investissement en immobilisations prévoit toujours d'importants investissements dans l'ensemble du portefeuille dans la production d'énergie renouvelable et plus propre, la fiabilité et l'intégrité, la modernisation des infrastructures et les technologies axées sur les besoins des clients. Le plan d'investissement en immobilisations d'Emera est financé 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 devraient être financés au moyen de l'émission d'actions ordinaires et privilégiées par le biais du régime de réinvestissement des dividendes et du programme d'émission d'actions au cours du marché d'Emera. 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 2024. 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, la numérisation, la décarbonisation, les environnements réglementaires complexes et la production décentralisée.

Les clients veulent plus de choix, un meilleur contrôle et une fiabilité accrue à une époque où les coûts de production et de stockage décentralisés sont devenus plus concurrentiels dans certaines régions. Les progrès technologiques transforment la manière dont les services publics interagissent avec leurs clients et produisent et transportent l'énergie. De plus, 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 toutes 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 fournir en toute sécurité une énergie plus propre, fiable et abordable à ses clients.

S'appuyant sur ses progrès en matière de décarbonisation réalisés au cours des 15 dernières années, Emera poursuit ses efforts en établissant des objectifs clairs de réduction des émissions de dioxyde de carbone et une vision en vue d'atteindre zéro émission nette de carbone d'ici 2050.

Cette vision s'inspire de l'excellente réputation d'Emera, de son équipe expérimentée et de la voie précise à suivre pour atteindre ses objectifs provisoires en matière d'émissions de carbone. Grâce aux technologies et ressources en place et aux avantages de décisions réglementaires favorables, Emera prévoit et s'attend à atteindre les objectifs suivants par rapport aux niveaux correspondants de 2005 :

- Réduire de 55 pour cent les émissions de dioxyde de carbone d'ici 2025.
- Réduire de 80 pour cent l'utilisation du charbon d'ici 2023 et retirer la dernière unité de charbon existante d'Emera d'ici 2040 au plus tard.
- Réduire d'au moins 80 pour cent les émissions de dioxyde de carbone d'ici 2040.

Emera cherche à mettre en œuvre son engagement climatique tout en continuant d'axer ses investissements sur la fiabilité et en ne perdant jamais de vue l'importance des prix abordables pour ses clients. Emera s'engage également à repérer les technologies émergentes et à continuer de travailler de manière constructive avec les décideurs, les organismes de réglementation, les partenaires, les investisseurs et les clients pour atteindre ces objectifs et à réaliser sa vision de zéro émission nette.

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.

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, de l'incidence du gain à la vente d'Emera Maine en 2020 et des pertes de valeur sur 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, et de l'amortissement connexe 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 inclus dans la quote-part du bénéfice d'Emera liée aux activités commerciales de Bear Swamp Power Company LLC (« Bear Swamp »);
- 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 aux rubriques « Rétrospective financière consolidée », « Principales données financières — Autres services publics d'électricité » et « Principales données financières — Autres » pour 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. La direction estime que le fait d'exclure cet élément 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 à la rubrique « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » pour plus de précisions. Bien que le gain à la vente ait été exclu du résultat ajusté, le résultat pour le secteur Autres services publics d'électricité inclut le résultat d'Emera Maine uniquement jusqu'à la date de sa vente le 24 mars 2020.

En 2020, la société a comptabilisé certaines pertes de valeur hors trésorerie. La direction est d'avis que d'exclure du bénéfice net l'incidence de ces pertes de valeur permet de mieux faire ressortir les activités courantes de l'entreprise et permet aux investisseurs de mieux comprendre et évaluer la société. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » ainsi qu'à la rubrique « Principales données financières — Autres ».

Le tableau qui suit présente un rapprochement entre le bénéfice net (perte nette) 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	
	2021	2020	2021	2020
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(70) \$	84 \$	186 \$	665 \$
Gain à la vente, après impôts et coûts de transaction	-	-	-	309
Pertes de valeur, après impôts	-	-	-	(26)
Pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts	(245)	(82)	(369)	(95)
Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	175 \$	166 \$	555 \$	477 \$
Résultat de base par action ordinaire	(0,27) \$	0,34 \$	0,73 \$	2,70 \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,68 \$	0,67 \$	2,17 \$	1,93 \$

BAIIA et BAIIA ajusté

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

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

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 (la perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, mesure qui, calculée selon les PCGR, est un indicateur du rendement d'exploitation.

Le tableau qui suit présente un rapprochement entre le bénéfice net (la perte nette) déclaré(e) et le BAIIA et le BAIIA ajusté :

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Bénéfice net (perte nette) ¹⁾	(56) \$	84 \$	223 \$	700 \$
Intérêts débiteurs nets	150	163	460	520
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	(92)	(21)	(91)	284
Amortissement	228	217	675	664
BAIIA	230	443	1 267	2 168
Gain à la vente, déduction faite des coûts de transaction (après impôts sur les bénéfices)	-	-	-	585
Perte de valeur, après impôts sur les bénéfices	-	-	-	(25)
Pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, compte non tenu des impôts sur les bénéfices	(345)	(116)	(518)	(136)
BAIIA ajusté	575 \$	559 \$	1 785 \$	1 744 \$

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

RÉTROSPECTIVE FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice

Incidence sur le bénéfice des 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 163 millions de dollars pour s'établir à 245 millions de dollars au troisième trimestre de 2021, contre 82 millions de dollars au troisième trimestre de 2020 en raison principalement de la hausse des prix à terme pour le gaz naturel de la Nouvelle-Angleterre par rapport aux couvertures de transport en place à Emera Energy et de la reprise de gains de change en 2020 réalisés sur les couvertures de flux de trésorerie. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une reprise plus importante de pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché au troisième trimestre de 2021 à Emera Energy. Au cours des neuf premiers mois de 2021, les pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts ont augmenté de 274 millions de dollars pour s'établir à 369 millions de dollars, contre 95 millions de dollars pour la période correspondante de 2020, en raison de la hausse des prix à terme pour le gaz naturel de la Nouvelle-Angleterre par rapport aux couvertures de transport en place à Emera Energy et de la reprise de gains de change en 2020 réalisés sur les couvertures de flux de trésorerie, partiellement contrebalancées par la baisse de l'amortissement des actifs de transport du gaz naturel en 2021 à Emera Energy.

Gain à la vente d'Emera Maine et pertes de valeur en 2020

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.

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

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	2021	2020	2021	2020
Services publics d'électricité de la Floride	169 \$	175 \$	377 \$	400 \$
Services publics d'électricité canadiens	42	35	174	164
Autres services publics d'électricité	8	6	15	25
Services publics de gaz naturel et infrastructure	29	20	143	117
Autres	(73)	(70)	(154)	(229)
Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	175 \$	166 \$	555 \$	477 \$
Gain à la vente, après impôts et coûts de transaction	-	-	-	309
Pertes de valeur, après impôts	-	-	-	(26)
Pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts	(245)	(82)	(369)	(95)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(70) \$	84 \$	186 \$	665 \$

Le tableau qui suit fait état des variations importantes du bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires entre 2020 et 2021 :

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 septembre	Neuf mois clos les 30 septembre
Bénéfice net ajusté – 2020	166 \$	477 \$
Rendement des unités d'exploitation		
Augmentation du bénéfice à PGS attribuable à l'augmentation des produits des ventes au tarif de base résultant de la hausse des tarifs de base le 1 ^{er} janvier 2021 et de la croissance de la clientèle	9	26
Augmentation du bénéfice à NSPI attribuable à la diminution de la charge d'impôts sur les bénéfices et à la baisse des intérêts sur le report réglementaire lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible. Cette hausse a été partiellement contrebalancée par la baisse de l'évaluation rendue au sujet du lien maritime comprise dans les produits par rapport à 2020 et par une augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	7	8
Augmentation du bénéfice à Emera Energy Services (« EES ») découlant de conditions de marché favorables	4	28
Diminution du bénéfice à Tampa Electric résultant de l'incidence du raffermissement du dollar canadien. Si l'on ne tient pas compte du change, le bénéfice a augmenté en raison de l'augmentation de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (la « PFUPC »), partiellement contrebalancée par la hausse de la charge d'amortissement reflétant une augmentation des dépenses en immobilisations et un règlement réglementaire en 2020	(6)	(23)
Diminution du bénéfice en raison de la vente d'Emera Maine au premier trimestre de 2020	-	(6)
Impôts		
Réévaluation des actifs et passifs nets d'impôts reportés sur les bénéfices du siège social, de NSPI et d'Emera Energy au premier trimestre de 2020 en raison de la réduction du taux d'imposition des sociétés de la province de Nouvelle-Écosse	-	14
Comptabilisation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés au premier trimestre de 2020 précédemment reporté comme un passif réglementaire en 2018 à BLPC	-	(10)
Siège social		
Diminution des intérêts débiteurs, avant impôts, attribuable à l'incidence du raffermissement du dollar canadien et à la baisse des taux d'intérêt. La diminution enregistrée d'un exercice à l'autre découle également du remboursement de la dette de la société	7	29
Gain réalisé sur les couvertures effectuées pour gérer le risque lié au bénéfice en devises étrangères	4	17
Diminution d'un trimestre à l'autre attribuable au moment de la déclaration des dividendes sur les actions privilégiées au deuxième trimestre de 2020	(14)	(2)
Autres écarts	(2)	(3)
Bénéfice net ajusté – 2021	175 \$	555 \$

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

		Neuf mois clos les 30 septembre
en millions de dollars canadiens	2021	2020
Flux de trésorerie liés à l'exploitation avant la variation du fonds de roulement	1 035 \$	1 101 \$
Variation du fonds de roulement	71	139
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 106 \$	1 240 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 576) \$	(536) \$
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	693 \$	(595) \$

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

	Au 30 septembre	Au 31 décembre
en millions de dollars canadiens	2021	2020
Total de l'actif	33 242 \$	31 234 \$
Total de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	14 436 \$	13 721 \$

Faits saillants de l'état des résultats consolidé

	Trois mois clos les 30 septembre			Neuf mois clos les 30 septembre		
en millions de dollars canadiens (sauf les montants par action)	2021	2020	Variation	2021	2020	Variation
Produits d'exploitation	1 148 \$	1 163 \$	(15) \$	3 897 \$	3 969 \$	(72) \$
Charges d'exploitation	1 201	990	(211)	3 483	3 211	(272)
Bénéfice (perte) d'exploitation	(53)	173	(226)	414	758	(344)
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	33	32	1	111	113	(2)
Autres produits nets	22	21	1	67	633	(566)
Intérêts débiteurs nets	150	163	13	460	520	60
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	(92)	(21)	71	(91)	284	375
Bénéfice net (perte nette)	(56) \$	84 \$	(140) \$	223 \$	700 \$	(477) \$
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(70) \$	84 \$	(154) \$	186 \$	665 \$	(479) \$
Gain à la vente, après impôts et coûts de transaction	-	-	-	-	309	(309)
Pertes de valeur, après impôts	-	-	-	-	(26)	26
Pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts	(245)	(82)	(163)	(369)	(95)	(274)
Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	175 \$	166 \$	9 \$	555 \$	477 \$	78 \$
Résultat (perte) de base par action ordinaire	(0,27) \$	0,34 \$	(0,61) \$	0,73 \$	2,70 \$	(1,97) \$
Résultat (perte) dilué par action ordinaire	(0,27) \$	0,34 \$	(0,61) \$	0,73 \$	2,69 \$	(1,96) \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,68 \$	0,67 \$	0,01 \$	2,17 \$	1,93 \$	0,24 \$
Dividendes par action ordinaire déclarés	0,6375 \$	- \$	0,63750 \$	1,9125 \$	1,8375 \$	0,07500 \$
BALIA ajusté	575 \$	559 \$	16 \$	1 785 \$	1 744 \$	41 \$

Produits d'exploitation

Les produits d'exploitation ont diminué de 15 millions de dollars au troisième trimestre de 2021 comparativement au troisième trimestre de 2020. Abstraction faite de l'augmentation de 209 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, les produits d'exploitation ont augmenté de 194 millions de dollars, en raison des facteurs suivants :

- Une augmentation de 124 millions de dollars enregistrée par le secteur Services publics d'électricité de la Floride attribuable à l'augmentation des produits tirés de la clause de recouvrement des coûts du combustible résultant de la hausse des coûts du combustible, partiellement contrebalancée par l'incidence du raffermissement du dollar canadien;
- une augmentation de 45 millions de dollars enregistrée par le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure attribuable à une augmentation des tarifs de base à PGS et à NMGC à compter du 1^{er} janvier 2021, à la croissance de la clientèle à PGS et à la hausse des produits liée à la clause d'ajustement relatif au gaz acheté à PGS et à NMGC découlant des prix du gaz plus élevés. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par l'incidence du raffermissement du dollar canadien;
- une augmentation de 15 millions de dollars enregistrée par le secteur Autres services publics d'électricité attribuable à l'augmentation des produits liés au combustible à BLPC qui a découlé de la hausse du volume des ventes et des prix du combustible;
- une augmentation de 8 millions de dollars enregistrée par le secteur Autres attribuable à la hausse de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation d'EES attribuable surtout aux conditions de marché favorables.

Pour les neuf premiers mois de 2021, les produits d'exploitation ont diminué de 72 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2020. Abstraction faite de l'augmentation de 353 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, les produits d'exploitation ont augmenté de 281 millions de dollars, en raison des facteurs suivants :

- Une augmentation de 148 millions de dollars enregistrée par le secteur Services publics d'électricité de la Floride attribuable à l'augmentation des produits tirés de la clause de recouvrement des coûts du combustible résultant de la hausse des coûts du combustible, partiellement contrebalancée par l'incidence du raffermissement du dollar canadien;
- une augmentation de 141 millions de dollars enregistrée par le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure en raison de la hausse des tarifs de base à PGS et à NMGC à compter du 1^{er} janvier 2021, de la croissance de la clientèle à PGS et de la hausse des produits liée à la clause d'ajustement relatif au gaz acheté à PGS et à NMGC découlant des prix du gaz plus élevés. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par l'incidence du raffermissement du dollar canadien;
- une augmentation de 47 millions de dollars enregistrée par le secteur Autres en raison de la hausse de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation d'EES attribuable surtout aux conditions de marché favorables.

Ces incidences ont été partiellement contrebalancées par :

- Une diminution de 59 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.

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation ont augmenté de 211 millions de dollars au troisième trimestre de 2021 comparativement au troisième trimestre de 2020. Les charges d'exploitation ont augmenté en raison des facteurs suivants :

- une augmentation de 145 millions de dollars enregistrée par le secteur Services publics d'électricité de la Floride en raison de la hausse des prix du gaz naturel, partiellement contrebalancée par l'incidence du raffermissement du dollar canadien;
- une augmentation de 36 millions de dollars enregistrée par le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure en raison de la hausse des prix du gaz à PGS et à NMGC, partiellement contrebalancée par l'incidence du raffermissement du dollar canadien;
- une augmentation de 16 millions de dollars enregistrée par le secteur Autres services publics d'électricité en raison de la hausse des prix du combustible à BLPC.

Pour les neuf premiers mois de 2021, les charges d'exploitation ont augmenté de 272 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2020. Abstraction faite des pertes de valeur de 26 millions de dollars comptabilisées en 2020, les charges d'exploitation ont augmenté de 298 millions de dollars, en raison des facteurs suivants :

- une augmentation de 210 millions de dollars enregistrée par le secteur Services publics d'électricité de la Floride attribuable à la hausse des prix du gaz naturel, partiellement contrebalancée par l'incidence du raffermissement du dollar canadien;
- une augmentation de 114 millions de dollars enregistrée par le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure attribuable à la hausse des prix du gaz à PGS et à NMGC, partiellement contrebalancée par l'incidence du raffermissement du dollar canadien.

Ces incidences ont été partiellement contrebalancées par :

- une diminution de 48 millions de dollars enregistrée par le secteur Autres services publics d'électricité en raison principalement de la vente d'Emera Maine au premier trimestre de 2020.

Autres produits nets

Les autres produits nets ont diminué au cours des neuf premiers mois de 2021 par rapport à la période correspondante de 2020, en raison principalement du gain avant impôts à la vente d'Emera Maine comptabilisé en 2020.

Intérêts débiteurs nets

Les intérêts débiteurs nets ont diminué au troisième trimestre et pour les neuf premiers mois de 2021 par rapport aux périodes correspondantes de 2020 en raison de l'incidence du raffermissement du dollar canadien et de la baisse des taux d'intérêt. La diminution enregistrée d'un exercice à l'autre s'explique également par le remboursement de la dette à long terme de la société.

Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices

L'augmentation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices enregistrée au troisième trimestre de 2021 par rapport à la période correspondante de 2020 est principalement attribuable à la baisse du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices. La diminution de la charge d'impôts sur les bénéfices pour les neuf premiers mois de 2021 par rapport à la période correspondante de 2020 résulte principalement 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 2021, la baisse du bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires par rapport à la période correspondante de 2020 a subi l'incidence défavorable de l'augmentation de 163 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts principalement en raison de la hausse des prix à terme pour le gaz naturel de la Nouvelle-Angleterre par rapport aux couvertures de transport en place à Emera Energy. Abstraction faite des variations défavorables découlant de la réévaluation à la valeur du marché, le bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a augmenté de 9 millions de dollars. Cette augmentation est principalement attribuable à l'augmentation des contributions au bénéfice de PGS et d'EES, à la diminution des intérêts débiteurs du siège social et à la baisse de la charge d'impôts sur les bénéfices à NSPI. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le moment de la déclaration des dividendes sur les actions privilégiées au deuxième trimestre de 2020 et par l'incidence du raffermissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères.

Pour les neuf premiers mois de 2021, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires comparativement à la période correspondante en 2020 a subi l'incidence défavorable du gain à la vente d'Emera Maine de 309 millions de dollars après impôts en 2020, l'incidence défavorable de l'augmentation de 274 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts liée principalement à Emera Energy dont il est question ci-dessus et l'incidence favorable de la perte de valeur après impôts de 26 millions de dollars enregistrée en 2020. Abstraction faite du gain net à la vente d'Emera Maine comptabilisé en 2020, les variations défavorables découlant de la réévaluation à la valeur du marché et des pertes de valeur comptabilisées en 2020, le bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a augmenté de 78 millions de dollars. L'augmentation s'explique principalement par la diminution des intérêts débiteurs du siège social, l'apport accru des contributions au bénéfice d'EES et de PGS, par les profits réalisés sur les couvertures de change, par la réévaluation en 2020 des impôts reportés attribuable à une réduction du taux d'imposition des sociétés de la Nouvelle-Écosse et par la diminution de la charge d'impôts sur les bénéfices à NSPI. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par l'incidence du raffermissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères, par la comptabilisation en 2020 d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés reporté comme un passif réglementaire en 2018 à BLPC et par la baisse du bénéfice attribuable à la vente d'Emera Maine au premier trimestre de 2020.

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

Le résultat de base par action ordinaire a été inférieur pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2021 en raison de la baisse du bénéfice dont il est question ci-dessus et de l'incidence de la hausse du nombre moyen pondéré d'actions en circulation.

Le résultat ajusté de base par action ordinaire a augmenté pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2021 en raison de la hausse du bénéfice ajusté dont il est question ci-dessus; cette augmentation a été contrebalancée par l'incidence de la hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation.

Incidence de la conversion des monnaies étrangères

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

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 2021 et 2020 s'établissent comme suit :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre		Exercice clos le 31 décembre
	2021	2020	2021	2020	2020
Taux de change moyen pondéré \$ CA/\$ US	1,28 \$	1,33 \$	1,27 \$	1,35 \$	1,34 \$
Taux de change \$ CA/\$ US à la clôture de la période	1,27 \$	1,33 \$	1,27 \$	1,33 \$	1,27 \$

Le raffermissement du dollar canadien a entraîné une diminution de 2 millions de dollars de la perte nette et de 7 millions de dollars du bénéfice ajusté au troisième trimestre de 2021 par rapport au troisième trimestre de 2020. Le raffermissement du dollar canadien a entraîné une diminution de 7 millions de dollars du bénéfice et de 27 millions de dollars du bénéfice ajusté pour les neuf premiers mois de 2021 par rapport à la période correspondante de 2020.

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	
	2021	2020	2021	2020
Services publics d'électricité de la Floride	135 \$	131 \$	302 \$	296 \$
Autres services publics d'électricité	6	5	12	19
Services publics de gaz naturel et infrastructure ¹⁾	16	8	93	67
	157	144	407	382
Secteur Autres ²⁾	(39)	(44)	(78)	(107)
Total	118 \$	100 \$	329 \$	275 \$

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'EES et de Bear Swamp, ainsi que les intérêts débiteurs sur la dette libellée en dollars américains d'Emera Inc.

SURVOL DE L'ENTREPRISE ET PERSPECTIVES COMMERCIALES

Pandémie de COVID-19

Les priorités de la société restent la prestation fiable de services énergétiques essentiels pour répondre aux demandes des clients tout en préservant la santé et la sécurité de ses clients et de ses employés, ainsi que le soutien aux collectivités au sein desquelles Emera exerce ses activités.

Bien que la pandémie actuelle de COVID-19 continue d'avoir des répercussions diverses dans les zones de service où Emera exerce ses activités, sur une base consolidée, la COVID-19 n'a eu aucune incidence financière importante sur le bénéfice net à ce jour en 2021. Les reports de projets d'investissement et les perturbations de la chaîne d'approvisionnement ont aussi été minimales. La société continue à surveiller l'évolution de la situation et des conditions économiques et assure un suivi continu des recommandations des autorités de santé publique locales et nationales relatives à la COVID-19 et adapte les exigences fonctionnelles selon les besoins.

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, mais elle ne devrait pas avoir une incidence financière importante en 2021. Les répercussions futures dépendront de divers facteurs, notamment de la durée et de la gravité de la pandémie, le moment et l'efficacité de la vaccination, des mesures gouvernementales, de l'activité économique et de la consommation d'énergie dans l'avenir. Pour plus de renseignements sur les incidences potentielles futures de la COVID-19 sur Emera et ses activités, se reporter aux rubriques « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales » et « Situation de trésorerie et sources de financement » du rapport de gestion annuel 2020 de la société.

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 précisions.

Se reporter aux rubriques « Perspectives » de chaque secteur ci-dessous pour une analyse des incidences propres à chaque société affiliée, s'il y a lieu.

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.

En raison de la croissance continue du tarif de base, Tampa Electric prévoit dégager en 2021 un RCP avoisinant l'extrémité inférieure de sa fourchette autorisée ou inférieur à cette fourchette autorisée. Le volume des ventes de Tampa Electric devrait être semblable à celui de 2020, qui avait bénéficié d'un temps plus chaud que ces dernières années. Par conséquent, Tampa Electric prévoit que le bénéfice sera semblable à celui de 2020. Tampa Electric prévoit que les taux de croissance de la consommation de 2021 seront semblables à ceux de 2020, ce qui reflète la croissance économique actuelle prévue en Floride.

Le 6 août 2021, Tampa Electric a déposé auprès de la FPSC une requête conjointe aux fins de l'approbation d'une convention de règlement (la « convention de règlement ») par Tampa Electric et les intervenants relativement à son dossier sur les tarifs déposé auprès de la FPSC en avril 2021. La convention de règlement prévoit une augmentation annuelle prospective des tarifs de 191 millions de dollars américains, à compter des factures de janvier 2022. Cette augmentation consistera en une somme de 123 millions de dollars américains correspondant aux tarifs de base et en une somme de 68 millions de dollars américains pour recouvrer les coûts de mise hors service d'actifs, notamment des actifs de production d'électricité au charbon de la centrale Big Bend, soit les unités 1 à 3, et d'actifs liés aux compteurs. La convention de règlement comprend également deux rajustements dans les années à venir, soit de 90 millions de dollars américains et de 21 millions de dollars américains, prenant effet en janvier 2023 et en janvier 2024, respectivement, liés au recouvrement d'investissements futurs dans le projet de modernisation de la centrale Big Bend et à la génération d'énergie solaire. La participation autorisée dans la structure du capital continuera d'être de 54 pour cent à l'égard du capital provenant d'investisseurs. La convention de règlement prévoit un RCP réglementé approuvé se situant entre 9,0 pour cent et 11,0 pour cent avec un rendement médian de 9,95 pour cent. Elle prévoit également une augmentation de 25 points de base dans la fourchette et la médiane du RCP approuvé, et des produits additionnels de 10 millions de dollars américains, si le rendement des obligations du Trésor des États-Unis dépasse un seuil précis fixé à la date à laquelle la FPSC vote pour approuver la convention. Aux termes de la convention, les tarifs de base ne subiront aucun autre changement entre le 1^{er} janvier 2022 et le 31 décembre 2024, à moins que le RCP réalisé de Tampa Electric ne tombe en dessous du plancher de la fourchette pendant cette période. La convention de règlement comprend une disposition selon laquelle Tampa Electric accepte de quantifier l'incidence future d'un changement des taux d'imposition sur le bénéfice d'exploitation net par l'entremise d'une réduction ou d'une augmentation des produits des ventes au tarif de base dans les 180 jours suivant l'entrée en vigueur de cette modification fiscale. Le 21 octobre 2021, la FPSC a approuvé la convention de règlement et l'ordonnance définitive, reflétant cette approbation, devrait être émise en novembre 2021.

Le 19 juillet 2021, Tampa Electric a demandé de procéder à un rajustement à mi-parcours de 83 millions de dollars américains de ses frais de combustible et de capacité, à compter des factures des clients de septembre 2021, en raison d'une hausse des coûts de combustible et de capacité en 2021. Le 3 août 2021, la FPSC a approuvé la demande visant à recouvrer les coûts pendant les mois de septembre à décembre 2021.

Les dépenses en immobilisations du secteur Services publics d'électricité de la Floride prévues pour 2021 sont d'environ 1,1 milliard de dollars américains (1,0 milliard de dollars américains en 2020), 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 NSPI et Emera Newfoundland & Labrador Holdings Inc. (« ENL »). NSPI est 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 est 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.

NSPI

NSPI prévoit dégager un RCP se rapprochant de la limite inférieure de sa fourchette autorisée en 2021 et s'attend à ce que les tarifs de base et les bénéfices soient supérieurs à ceux de 2020. En supposant des conditions météorologiques normales et une modeste reprise économique en 2021 des incidences de la pandémie de COVID-19, NSPI s'attend à ce que le volume des ventes soit supérieur à celui de 2020.

Au premier trimestre de 2021, NSPI a reçu les autorisations d'émissions qui lui ont été accordées pour 2021 en vertu du Règlement sur le programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse. Ces autorisations pour 2021 seront utilisées en 2021 ou attribuées au cours de la période de conformité initiale de quatre ans se terminant en 2022. Vu le début de la livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse, qui est décrit ci-dessous, NSPI est en bonne voie de satisfaire aux exigences du programme. Elle devrait être en mesure de s'y conformer grâce aux autorisations d'émissions qui lui ont été accordées, à la réduction de ses émissions et aux achats de crédits dans le cadre du programme de plafonnement et d'échange. 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.

La quantité d'énergie provenant de sources renouvelables a augmenté avec le commencement par Nalcor Energy (« Nalcor ») du bloc de la Nouvelle-Écosse d'électricité transmise par l'entremise du lien maritime à partir du projet hydroélectrique de Muskrat Falls (« Muskrat Falls »), à compter du 15 août 2021. Nalcor fournira à NSPI environ 900 GWh d'électricité par année pendant 35 ans. De plus, pendant les cinq premières années du bloc de la Nouvelle-Écosse, NSPI a également le droit de recevoir environ 240 GWh d'électricité additionnelle provenant du bloc d'électricité supplémentaire transmise par l'entremise du lien maritime. Puisque Nalcor en est aux dernières étapes de la mise en service du projet LIL, il y aura des interruptions périodiques de l'approvisionnement liées à la mise en service, et tout déficit de livraison qui en résultera sera comblé à une date ultérieure. NSPI a la possibilité d'acheter de l'électricité supplémentaire au prix du marché de Nalcor dans le cadre de l'Entente d'accès à l'énergie. En vertu de l'Entente d'accès à l'énergie, Nalcor est tenue d'offrir à NSPI une moyenne minimale de 1,2 TWh d'énergie par année. Nalcor continue de progresser vers l'achèvement de la construction des projets du cours inférieur du fleuve Churchill (y compris Muskrat Falls et LIL), la mise en service définitive de ceux-ci étant prévue au premier trimestre de 2022.

Conformément à la réglementation portant sur les énergies renouvelables qui a été imposée par voie législative au niveau provincial, 40 pour cent des ventes d'électricité doivent provenir de sources renouvelables. En raison du retard dans la livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse, le gouvernement provincial a fourni à NSPI un plan de conformité de remplacement en 2020, 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 allant de 2020 à 2022. NSPI s'attend à atteindre cette norme de conformité de remplacement.

Plusieurs évolutions récentes en matière d'environnement se sont produites aux paliers fédéral et provincial, comme il est décrit ci-après. Ces évolutions sont conformes à la stratégie de décarbonisation de NSPI et faciliteront une transition accélérée vers une énergie plus propre. NSPI dialogue avec les gouvernements fédéral et provinciaux, les clients et les parties prenantes en vue de respecter ces exigences et d'atteindre ces objectifs et ces cibles tout en s'efforçant de maintenir un prix abordable pour les clients.

Le 5 novembre 2021, le gouvernement provincial de la Nouvelle-Écosse a adopté le projet de loi 57, intitulé *Environmental Goals and Climate Change Reduction Act* (Loi sur les objectifs environnementaux et la réduction du changement climatique), qui signale son intention de mettre en œuvre plusieurs objectifs liés aux changements climatiques et des cibles de réduction des gaz à effet de serre, dont plusieurs chevauchent et remplacent des dispositions de lois préexistantes. Le projet de loi introduit également un objectif visant à éliminer progressivement la production d'électricité à partir du charbon en Nouvelle-Écosse d'ici 2030. Des règlements provinciaux ultérieurs devront préciser comment ces objectifs et cibles seront atteints.

Le 5 août 2021, le gouvernement fédéral a publié une mise à jour du Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques en vertu de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*. Cette mise à jour (le « cadre de référence fédéral ») s'applique à la période de 2023 à 2030 et met en place le mécanisme juridique permettant d'augmenter la taxe sur le carbone au Canada de 15 \$ par tonne par an et d'atteindre 170 \$ par tonne d'ici 2030. Elle décrit également les critères de conformité minimaux permettant de reconnaître des systèmes comme le Programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse pour qu'ils soient considérés comme équivalents au cadre de référence fédéral.

Le 9 juillet 2021, le gouvernement provincial de la Nouvelle-Écosse a modifié la réglementation intitulée *Renewable Electricity Regulations* (Réglementation sur l'électricité renouvelable), imposant que 80 pour cent de l'électricité vendue soit produite à partir de sources renouvelables d'ici 2030.

Le 29 juin 2021, le gouvernement fédéral a adopté le projet de loi C-12, *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité*, avec pour objectif d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050.

En 2021, les dépenses en immobilisations de NSPI devraient s'élever à environ 400 millions de dollars (316 millions de dollars en 2020), y compris la PFUPC, principalement à des projets d'investissement nécessaires pour assurer la fiabilité du réseau et à des projets de renouvellement des infrastructures hydroélectriques.

ENL

La quote-part du bénéfice de NSPML et de LIL devrait être plus élevée en 2021 qu'en 2020. Les investissements dans NSPML et LIL sont comptabilisés au poste « Placements assujettis à une influence notable » des bilans consolidés résumés d'Emera.

NSPML

La quote-part du bénéfice du lien maritime 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.

Les actifs du lien maritime sont entrés en service le 15 janvier 2018. Il permet le transport de l'énergie entre Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse, ainsi qu'une fiabilité accrue et des avantages connexes, ce qui favorise l'efficacité et la fiabilité de l'énergie des deux provinces. Le lien maritime transportera à plus grande capacité lorsque le projet du cours inférieur du fleuve Churchill sera terminé.

NSPML a obtenu l'approbation de la Régie pour percevoir de NSPI jusqu'à 172 millions de dollars (145 millions de dollars en 2020) pour le recouvrement des coûts associés au lien maritime en 2021. Cette autorisation est assujettie à une retenue d'au plus 10 millions de dollars qui est fonction du moment où débutera la livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse, et NSPML a reporté le recouvrement de frais d'amortissement de 23 millions de dollars. Un montant d'environ 162 millions de dollars est inclus dans les tarifs de NSPI.

Trois des quatre génératrices de Muskrat Falls sont terminées et disponibles pour le service, la première au troisième trimestre de 2020, la seconde au deuxième trimestre de 2021 et la troisième au troisième trimestre de 2021. Nalcor continue de progresser vers l'achèvement de la construction des projets du cours inférieur du fleuve Churchill (y compris Muskrat Falls et LIL), la mise en service définitive de ceux-ci étant prévue au premier trimestre de 2022. Nalcor a débuté la livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse le 15 août 2021 et le bloc de la Nouvelle-Écosse sera livré au cours des 35 prochaines années aux termes des conventions. Puisque Nalcor en est aux dernières étapes de la mise en service du projet LIL, il y aura des interruptions périodiques de l'approvisionnement liées à la mise en service, et tout déficit de livraison qui en résultera sera comblé à une date ultérieure. Le 9 août 2021, NSPML a déposé une demande des coûts d'investissement finale auprès de la Régie en vue d'une approbation du recouvrement des coûts d'investissement liés au lien maritime et d'une approbation de l'évaluation de NSPML pour 2022. Une décision de la Régie est prévue au début de 2022.

NSPML prévoit investir en 2021 environ 10 millions de dollars (7 millions de dollars en 2020) en dépenses en immobilisations.

LIL

ENL agit à titre de commanditaire, avec Nalcor, dans le projet de lien de transport LIL. La construction du projet LIL est terminée et Nalcor vise une mise en service finale du projet au premier trimestre de 2022.

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 668 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 258 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 les projets réalisés sur le cours inférieur du fleuve Churchill seront achevés.

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

Autres services publics d'électricité

Le secteur Autres services publics d'électricité englobe Emera (Caribbean) Incorporated (« ECI »), société de portefeuille qui détient des entreprises de services publics d'électricité réglementées. Les entreprises réglementées d'ECI comprennent les entreprises de services publics d'électricité réglementées et verticalement intégrées de BLPC situées sur l'île de la Barbade, GBPC à l'île de Grand Bahama, une participation de 51,9 pour cent dans Domlec située sur l'île de la Dominique et une participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence de 19,5 pour cent dans Lucelec, située sur l'île de Sainte-Lucie.

Le 24 mars 2020, Emera a conclu la vente d'Emera Maine, laquelle a été incluse dans le secteur Autres services publics d'électricité pour le premier trimestre de 2020.

Abstraction faite de la contribution au bénéfice du premier trimestre de 2020 provenant d'Emera Maine et de la comptabilisation au premier trimestre de 2020 d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices précédemment reporté de 10 millions de dollars, le bénéfice du secteur Autres services publics d'électricité devrait augmenter en 2021 par rapport à l'exercice précédent.

BLPC exerce actuellement ses activités dans le cadre d'une franchise lui permettant de produire, de transporter et de distribuer de l'électricité sur l'île jusqu'en 2028. En 2019, le gouvernement de la Barbade a adopté une loi modifiant le nombre de licences requises pour l'approvisionnement en électricité, passant d'une licence unique intégrée actuellement en vigueur à des licences multiples pour la production, le transport et la distribution, le stockage, la transmission et la vente. En mars 2021, BLPC a conclu une entente commerciale avec le gouvernement de la Barbade pour chacun des types de licence, sous réserve de l'adoption de la loi de mise en œuvre. Les nouvelles licences devraient prendre effet en 2021 à l'issue du processus législatif et comporteront des durées allant de 5 à 30 ans. BLPC prévoit que toute augmentation des coûts associée à la mise en œuvre de la nouvelle structure à plusieurs licences sera récupérable au moyen du cadre réglementaire de BLPC. BLPC évalue actuellement l'incidence complète des nouvelles licences sur ses activités et travaille à la mise en œuvre réussie des licences.

Le 4 octobre 2021, BLPC a soumis une demande générale de révision tarifaire à la FTC. La demande vise à obtenir un ajustement des tarifs et la mise en œuvre d'une structure tarifaire reflétant les coûts qui facilitera les changements attendus sur le marché de l'électricité nouvellement réformé et la transition du pays vers une production d'énergie renouvelable à 100 pour cent. L'application de dépenses en immobilisations dans les usines, les équipements et l'infrastructure connexe entraînera une augmentation des produits non liés au combustible annuels d'environ 23 millions de dollars américains à compter d'avril 2022. La demande comprend une requête pour un RCP réglementé approuvé de 12,50 pour cent, moyennant une participation autorisée de 65 pour cent dans la structure du capital. La FTC devrait rendre sa décision d'ici le deuxième trimestre de 2022.

Le 23 septembre 2021, GBPC a déposé une demande de révision tarifaire auprès de la GBPA. La demande vise une révision des tarifs de base, des frais et des classifications tarifaires à compter du 1^{er} janvier 2022 pour une période de trois ans se terminant le 31 décembre 2024. Les tarifs proposés par la GBPC rétabliraient l'amortissement des actifs réglementaires qui avait été reporté dans le cadre du plan quinquennal de stabilisation des tarifs. Les tarifs ont été conçus en fonction d'un taux de rendement réglementé autorisé de la base tarifaire de 8,5 pour cent à 9,0 pour cent et d'un RCP réglementé cible de 12,84 pour cent. La GBPA devrait rendre une décision d'ici la fin de 2021.

En 2021, les dépenses en immobilisations du secteur Autres services publics d'électricité devraient s'élever à environ 85 millions de dollars américains (111 millions de dollars américains en 2020, y compris 14 millions de dollars américains investis dans des projets d'Emera Maine) et seront principalement engagées à l'égard de sources de production plus efficaces et plus propres. BLPC prévoit finaliser l'installation d'une usine de moteurs diesel de 33 MW en janvier 2022. Cette usine de 33 MW devrait permettre d'accroître l'efficacité et de faciliter la transition de BLPC vers des sources de production renouvelables plus importantes.

Services publics de gaz naturel et infrastructure

Le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure englobe PGS, NMGC, SeaCoast, Brunswick Pipeline et la participation non consolidée d'Emera dans M&NP. PGS est 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 est 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 est une entreprise de transport de gaz naturel intraétatique réglementée offrant des services en Floride. Brunswick Pipeline est 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.

Le bénéfice du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure devrait être supérieur en 2021 à celui de 2020, en raison principalement de la croissance des tarifs de base approuvés à PGS et à NMGC.

PGS prévoit dégager un RCP respectant la fourchette approuvée en 2021 et s'attend à ce que les tarifs de base et le bénéfice soient supérieurs à ceux de 2020. PGS prévoit que la croissance de la consommation en 2021 soit supérieure aux taux de croissance de la population de la Floride, ce qui reflète les prévisions de maintien d'une forte demande de logements en Floride et le retour de l'activité commerciale vers des niveaux normaux. La croissance du volume des ventes de PGS devrait être supérieure à la croissance de la consommation, puisque l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur les ventes d'électricité aux clients commerciaux en 2021 est inférieure à celle de 2020. En janvier 2021, une augmentation des tarifs de base est entrée en vigueur conformément à l'accord de règlement sur les tarifs approuvé par la FPSC et devrait se traduire par une augmentation du bénéfice de 34 millions de dollars américains.

La demande de nouveaux tarifs de NMGC a été approuvée en décembre 2020 et est entrée en vigueur en janvier 2021. Les nouveaux tarifs donnent lieu à une augmentation annuelle des produits d'environ 5 millions de dollars américains. NMGC prévoit dégager son RCP autorisé ou s'en rapprocher en 2021 et s'attend à ce que les tarifs de base soient supérieurs à ceux de 2020. NMGC s'attend à ce que les taux de croissance de la consommation soient conformes aux tendances historiques.

En février 2021, l'État du Nouveau-Mexique a connu un épisode de froid extrême qui a entraîné un surcoût de 108 millions de dollars américains pour les coûts du gaz par rapport à ce qu'il aurait normalement payé pendant cette période. NMGC recouvre normalement les coûts qu'elle engage pour s'approvisionner en gaz naturel et les coûts connexes aux termes d'une clause d'ajustement relatif au gaz acheté. Le 16 avril 2021, NMGC a déposé une motion de redressement extraordinaire, comme l'autorisent les règles de la NMPRC, afin de prolonger les modalités de remboursement des coûts du gaz supplémentaires et de recouvrer des frais de crédit. Le 15 juin 2021, la NMPRC a approuvé le recouvrement des 108 millions de dollars américains et des coûts d'emprunt connexes sur une période de 30 mois débutant le 1^{er} juillet 2021.

En 2021, les dépenses en immobilisations du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure devraient s'élever à environ 430 millions de dollars américains (553 millions de dollars américains en 2020), 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 2021 et continuera d'investir dans les améliorations de son réseau.

Autres

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

Les activités d'exploitation du secteur Autres comprennent Emera Energy et Emera Technologies LLC (« ETL »). Emera Energy comprend EES, entreprise de commercialisation et de négociation d'énergie physique détenue en propriété exclusive et 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. ETL est une société technologique détenue à part entière, qui se consacre à la recherche de moyens de fournir une énergie renouvelable et résiliente aux clients.

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 coûts d'acquisition et les coûts liés aux cessions, les gains ou pertes sur la vente de certains actifs et les activités liées aux ressources humaines de la société. Ils comprennent les produits d'intérêts sur les financements intersociétés enregistrés au poste « Produits intersociétés », de même que les charges d'intérêts sur la dette de la société au Canada et aux États-Unis. De plus, ils comprennent les coûts associés aux activités du siège social qui ne sont pas directement attribués aux activités des filiales et des investissements d'Emera.

Le bénéfice d'EES est généralement tributaire de la conjoncture de marché et, plus particulièrement, de la volatilité sur les marchés du gaz naturel et de l'électricité. 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 habituellement la plus grande possibilité de gains. EES s'attend à ce que le bénéfice net ajusté annuel de 2021 se situe à l'intérieur de sa fourchette de prévisions de 15 à 30 millions de dollars américains (marge de 45 à 70 millions de dollars américains).

Abstraction faite du gain rattaché à la décision relative à TECO Guatemala Holdings au quatrième trimestre de 2020, la perte nette ajustée du secteur Autres devrait diminuer en 2021, en raison essentiellement de la hausse du bénéfice ajusté d'EES, de la diminution des intérêts débiteurs, de la baisse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales et des profits de change réalisés sur les couvertures de flux de trésorerie. Cette baisse devrait être partiellement contrebalancée par une augmentation des impôts découlant d'une perte nette plus faible et d'une augmentation des dépenses liées aux projets à ETL.

En 2021, les dépenses en immobilisations du secteur Autres devraient s'élever à environ 5 millions de dollars (3 millions de dollars en 2020).

BILANS CONSOLIDÉS – FAITS SAILLANTS

Les variations importantes survenues aux bilans consolidés résumés entre le 31 décembre 2020 et le 30 septembre 2021 incluent ce qui suit :

en millions de dollars canadiens	Augmentation (diminution)	Explication
Actif		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	220 \$	Augmentation attribuable à la trésorerie d'exploitation, aux émissions nettes de titres de créance de TEC et de NMGC, ainsi qu'à l'émission d'actions privilégiées et ordinaires. Cette hausse a été partiellement contrebalancée par l'ajout d'immobilisations corporelles par les services publics réglementés et par les dividendes sur les actions ordinaires.
Stocks	78	Augmentation découlant de la hausse des prix des produits de base à Emera Energy, ainsi que de l'augmentation des coûts des stocks de matières et des stocks de combustible à NSPI.
Instruments dérivés (à court terme et à long terme)	241	Augmentation attribuable à la hausse des prix des produits de base, partiellement contrebalancée par les règlements d'instruments dérivés à NSPI.
Actifs réglementaires (à court terme et à long terme)	192	Augmentation résultant du recouvrement des coûts du gaz lié à l'événement hivernal de NMGC, de la hausse des reports liés au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible à NSPI, de l'augmentation de l'actif réglementaire d'impôts reporté à NSPI et des clauses de recouvrement des coûts à Tampa Electric. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par les reports liés aux instruments dérivés à NSPI.
Débiteurs et autres actifs (à court terme et à long terme)	137	Augmentation liée à la hausse de la garantie en trésorerie et des créances clients à Emera Energy en raison de la hausse des prix des produits de base, ainsi qu'à l'augmentation des produits liés à la clause de recouvrement des coûts liés au combustible à Tampa Electric en raison de la hausse des prix du gaz naturel. Cette hausse a été partiellement contrebalancée par la baisse des actifs de transport du gaz à Emera Energy, la diminution des positions de la garantie en trésorerie sur les instruments dérivés à NSPI, et le caractère saisonnier des activités à NSPI et à NMGC.
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé	956	Augmentation attribuable aux ajouts d'immobilisations corporelles à Tampa Electric, à PGS et à NSPI, partiellement contrebalancée par l'incidence du raffermissement 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)	440 \$	Diminution attribuable au remboursement de titres de créance à court terme à TEC, aux remboursements nets sur les facilités de crédit à Emera et à NSPI et à l'incidence du raffermissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères d'Emera. Cette diminution a été partiellement contrebalancée par les émissions de titres de créance à long terme à TEC et à NMGC.
Créditeurs	290	Diminution attribuable au calendrier des paiements à NMGC, à PGS et à NSPI, ainsi qu'à l'incidence du raffermissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères d'Emera. Cette diminution a été partiellement contrebalancée par l'augmentation des positions de la garantie en trésorerie sur les instruments dérivés à NSPI.
Instruments dérivés (à court terme et à long terme)	376	Augmentation attribuable aux nouveaux contrats obtenus en 2021 et aux variations des positions existantes, partiellement contrebalancés par la contre-passation de contrats de 2020 à Emera Energy.
Passifs réglementaires (à court terme et à long terme)	151	Augmentation découlant des reports liés aux instruments dérivés à NSPI. Cette hausse a été partiellement contrebalancée par les coûts de mise hors service à NSPI et à Tampa Electric et par la diminution des reports liés au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible à NSPI.
Obligations au titre du régime de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite	(56)	Diminution attribuable aux contributions en espèces et à la baisse du cumul actuel net des prestations à NSPI et à Tampa Electric.
Autres passifs (à court terme et à long terme)	110	Augmentation attribuable à la hausse de l'intérêt couru sur la dette à long terme à Tampa Electric, ainsi qu'aux crédits d'impôt à l'investissement et pour le siège social liés aux projets d'énergie solaire à Tampa Electric.
Actions ordinaires	398	Hausse découlant des actions émises aux termes du programme d'émission d'actions au cours du marché d'Emera et du régime de réinvestissement des dividendes.
Actions privilégiées à dividende cumulatif	418	Augmentation attribuable aux émissions d'actions privilégiées
Bénéfices non répartis	(298)	Diminution attribuable aux dividendes payés en excédent du bénéfice net.

FAITS RÉCENTS

Majoration des taux de dividendes ordinaires

Le 24 septembre 2021, le conseil d'administration d'Emera a approuvé une augmentation du taux de dividende annuel sur les actions ordinaires, le faisant passer de 2,55 \$ à 2,65 \$. Le premier paiement est entré en vigueur le 15 novembre 2021. Emera a également reconduit son objectif de croissance annuelle des dividendes de 4 à 5 pour cent jusqu'en 2024.

Convention de règlement relativement au dossier sur les tarifs de Tampa Electric

Le 6 août 2021, Tampa Electric a déposé auprès de la FPSC une requête conjointe aux fins de l'approbation d'une convention de règlement par Tampa Electric et les intervenants relativement à son dossier sur les tarifs déposé auprès de la FPSC en avril 2021. La convention de règlement prévoit une augmentation annuelle prospective des tarifs de 191 millions de dollars américains, à compter des factures de janvier 2022. Cette augmentation consistera en une somme de 123 millions de dollars américains correspondant aux tarifs de base et en une somme de 68 millions de dollars américains pour recouvrer les coûts de mise hors service d'actifs, notamment des actifs de production d'électricité au charbon de la centrale Big Bend, soit les unités 1 à 3, et d'actifs liés aux compteurs. La convention de règlement comprend également deux rajustements dans les années à venir, soit de 90 millions de dollars américains et de 21 millions de dollars américains, prenant effet en janvier 2023 et en janvier 2024, respectivement, liés au recouvrement d'investissements futurs dans le projet de modernisation de la centrale Big Bend et à la génération d'énergie solaire. La participation autorisée dans la structure du capital continuera d'être de 54 pour cent à l'égard du capital provenant d'investisseurs. La convention de règlement prévoit un RCP réglementé approuvé se situant entre 9,0 pour cent et 11,0 pour cent avec un rendement médian de 9,95 pour cent. Le 21 octobre 2021, la FPSC a approuvé la convention de règlement et l'ordonnance définitive, reflétant cette approbation, devrait être émise en novembre 2021. Pour plus de renseignements sur la convention de règlement, se reporter à la rubrique « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales — Services publics d'électricité de la Floride ».

Livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse

Nalcor a débuté le 15 août 2021 la livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse, qui sera livré au cours des 35 prochaines années aux termes des conventions. Puisque Nalcor en est aux dernières étapes de la mise en service du projet LIL, il y aura des interruptions périodiques de l'approvisionnement liées à la mise en service, et tout déficit de livraison qui en résultera sera comblé à une date ultérieure. Le 9 août 2021, NSPML a déposé une demande des coûts d'investissement finale auprès de la Régie en vue d'une approbation du recouvrement des coûts d'investissement liés au lien maritime et d'une approbation de l'évaluation de NSPML pour 2022. Une décision de la Régie est prévue au début de 2022. Pour plus de renseignements sur le bloc de la Nouvelle-Écosse, se reporter aux rubriques « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales — Services publics d'électricité canadiens » et « Obligations contractuelles ».

Actions privilégiées

Le 24 septembre 2021, Emera a émis 9 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif, série L, à un prix de 25,00 \$ l'action et à un taux de rendement annuel de 4,60 pour cent. Le produit total brut tiré du placement s'est élevé à 225 millions de dollars et le produit total net s'est élevé à 222 millions de dollars. Le produit net tiré du placement des actions privilégiées sera affecté aux frais généraux de la société.

Le 6 avril 2021, Emera a émis 8 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajusté minimal et à dividende cumulatif, série J, à un prix de 25,00 \$ l'action et à un taux de dividende initial de 4,25 pour cent. Le produit total brut tiré du placement s'est élevé à 200 millions de dollars et le produit total net s'est élevé à 196 millions de dollars. Le produit net tiré du placement des actions privilégiées a été affecté aux frais généraux de la société.

Nominations

Conseil d'administration

Depuis le 10 août 2021, Gil C. Quiniones s'est joint au conseil d'administration d'Emera. M. Quiniones est l'ancien président et chef de direction de la New York Power Authority. Le 13 octobre 2021, M. Quiniones a démissionné du conseil d'administration d'Emera à la suite de sa nomination à un nouveau poste de cadre supérieur dans une autre entreprise.

Haute direction

Le 14 septembre 2021, Emera a annoncé que Helen Wesley était nommée présidente de PGS avec effet au 1^{er} décembre 2021. M^{me} Wesley était jusqu'à présent chef de l'exploitation de PGS et succédera à T.J. Szelistowski, qui prendra sa retraite en décembre 2021.

INFORMATIONS SUR LES ACTIONS EN CIRCULATION

Actions ordinaires

Émises et en circulation :	Millions d'actions	Millions de dollars canadiens
Solde au 31 décembre 2019	242,48	6 216 \$
Émission d'actions ordinaires ¹⁾	4,54	251
Émises contre trésorerie aux termes de régimes d'achat, au cours du marché	3,99	219
Escompte sur les actions achetées aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	-	(4)
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	-	3
Solde au 31 décembre 2020	251,43	6 705 \$
Émission d'actions ordinaires ²⁾	3,74	211
Émises contre trésorerie aux termes de régimes d'achat, au cours du marché	3,25	177
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	0,22	10
Régime d'achat d'actions à l'intention des employés	-	3
Solde au 30 septembre 2021	258,64	7 103 \$

1) En 2020, 4 544 025 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 56,04 \$ l'action, pour un produit brut de 255 millions de dollars (251 millions de dollars déduction faite des frais d'émission).

2) Au cours du troisième trimestre de 2021, 1 402 797 actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM d'Emera au prix moyen de 59,03 \$ l'action, pour un produit brut de 83 millions de dollars (82 millions de dollars déduction faite des frais d'émission après impôts). Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, 3 739 823 actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM d'Emera au prix moyen de 56,88 \$ l'action, pour un produit brut de 213 millions de dollars (211 millions de dollars déduction faite des frais d'émission après impôts). Au 30 septembre 2021, une limite de ventes brutes globale de 531 millions de dollars était toujours disponible aux fins d'émission aux termes du programme ACM. Le programme ACM d'Emera a été renouvelé le 12 août 2021. Se reporter à la rubrique ci-après pour de plus amples renseignements.

Au 5 novembre 2021, 258,7 millions d'actions ordinaires étaient émises et en circulation.

Le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation ayant servi au calcul du résultat de base, ce qui comprend à la fois les actions ordinaires émises et en circulation et les unités d'actions différées en circulation, s'est établi à 258,5 millions d'actions pour le trimestre clos le 30 septembre 2021 (248,4 millions d'actions en 2020) et à 256,0 millions d'actions pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 (246,6 millions d'actions en 2020).

Programme d'émission d'actions ACM

Le 12 août 2021, Emera a renouvelé son programme ACM, qui permet à la société d'émettre au public jusqu'à 600 millions de dollars de nouvelles actions ordinaires au prix courant du marché, à l'occasion et selon son gré. Ce programme a été renouvelé en vertu d'un supplément au prospectus préalable de base simplifié de la société daté du 5 août 2021. Ce programme devrait rester en vigueur jusqu'au 5 septembre 2023.

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	
	2021	2020	2021	2020
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	634 \$	506 \$	1 613 \$	1 381 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité	217 \$	102 \$	501 \$	301 \$
Contribution au bénéfice net consolidé	135 \$	131 \$	302 \$	296 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	169 \$	175 \$	377 \$	400 \$
Contribution au résultat consolidé par action ordinaire de base – \$ CA	0,65 \$	0,70 \$	1,47 \$	1,62 \$
Taux de change moyen pondéré entre le dollar canadien et le dollar américain aux fins du calcul du bénéfice net	1,26 \$	1,33 \$	1,25 \$	1,35 \$
BAIIA	278 \$	270 \$	715 \$	690 \$
BAIIA – \$ CA	349 \$	359 \$	893 \$	933 \$

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 – 2020	131 \$	296 \$
Augmentation des produits d'exploitation – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité » ci-après	128	232
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	(115)	(200)
Augmentation de l'amortissement attribuable à une hausse des immobilisations corporelles et à un règlement réglementaire en 2020	(9)	(28)
Augmentation du bénéfice tiré de la PFUPC qui a découlé du projet de modernisation de la centrale électrique Big Bend et des projets d'énergie solaire	4	11
Autres	(4)	(9)
Contribution au bénéfice net consolidé – 2021	135 \$	302 \$

La contribution en dollars canadiens du secteur Services publics d'électricité de la Floride au bénéfice net consolidé a diminué de 6 millions de dollars pour s'établir à 169 millions de dollars au troisième trimestre de 2021, comparativement à 175 millions de dollars au troisième trimestre de 2020. Pour les neuf premiers mois de 2021, la contribution en dollars canadiens au bénéfice net consolidé a diminué de 23 millions de dollars pour s'établir à 377 millions de dollars, contre 400 millions de dollars pour la même période en 2020. Les diminutions observées pour les deux périodes sont attribuables à l'incidence du raffermissement du dollar canadien. Si l'on ne tient pas compte de l'incidence du change, l'augmentation du bénéfice tiré de la PFUPC s'est traduite par une hausse de la contribution pour les deux périodes, en partie contrebalancée par l'augmentation des charges d'amortissement reflétant l'augmentation des investissements en immobilisations et un règlement réglementaire en 2020.

Le bénéfice du trimestre et de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 a diminué respectivement de 10 millions de dollars et de 31 millions de dollars en raison du raffermissement du dollar canadien.

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

Les produits tirés des ventes d'électricité ont augmenté de 128 millions de dollars pour s'établir à 634 millions de dollars au troisième trimestre de 2021, en comparaison de 506 millions de dollars au troisième trimestre de 2020. Pour les neuf premiers mois de 2021, les produits tirés des ventes d'électricité ont augmenté de 232 millions de dollars pour s'établir à 1 613 millions de dollars, en comparaison de 1 381 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. Les hausses observées pour les deux périodes sont attribuables à l'augmentation des produits tirés de la clause de recouvrement des coûts du combustible résultant de la hausse des coûts du combustible.

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

	2021	2020
Résidentiel	359 \$	303 \$
Commercial	169	128
Industriel	45	30
Autres ¹⁾	61	45
Total	634 \$	506 \$

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 »)

	2021	2020
Résidentiel	3 104	3 259
Commercial	1 769	1 728
Industriel	570	482
Autres	560	527
Total	6 003	5 996

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

	2021	2020
Résidentiel	867 \$	762 \$
Commercial	439	374
Industriel	124	99
Autres ¹⁾	183	146
Total	1 613 \$	1 381 \$

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

	2021	2020
Résidentiel	7 629	7 657
Commercial	4 619	4 532
Industriel	1 585	1 431
Autres	1 499	1 443
Total	15 332	15 063

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 augmenté de 115 millions de dollars pour s'établir à 217 millions de dollars au troisième trimestre de 2021, comparativement à 102 millions de dollars au troisième trimestre de 2020, et ont augmenté de 200 millions de dollars pour s'établir à 501 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2021, en comparaison de 301 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. L'augmentation observée pour les deux périodes est principalement attribuable à la hausse des prix du gaz naturel.

Volumes de production pour le troisième trimestre
GWh

	2021	2020
Gaz naturel	4 530	4 652
Achats d'électricité, montant net	889	910
Charbon	521	301
Solaire	316	304
Total	6 256	6 167

Volumes de production pour les neuf premiers mois
GWh

	2021	2020
Gaz naturel	12 012	12 907
Achats d'électricité	1 924	1 766
Charbon	1 278	560
Solaire	997	888
Total	16 211	16 121

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

	2021	2020
Dollars par mégawattheure (« MWh »)	35 \$	17 \$

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

	2021	2020
Dollars par MWh	31 \$	19 \$

Le coût moyen du combustible par MWh a augmenté au troisième trimestre et pour les neuf premiers mois de 2021 comparativement aux périodes correspondantes de 2020, en raison principalement de la hausse des prix du gaz naturel.

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	
	2021	2020	2021	2020
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	328 \$	324 \$	1 112 \$	1 117 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ¹⁾	169 \$	162 \$	554 \$	502 \$
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	25 \$	24 \$	78 \$	75 \$
Contribution au bénéfice net consolidé	42 \$	35 \$	174 \$	164 \$
Contribution au bénéfice net consolidé de base par action ordinaire	0,16 \$	0,14 \$	0,68 \$	0,67 \$
BAIIA	130 \$	130 \$	461 \$	457 \$

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 dans les 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 :

en millions de dollars américains	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
NSPI	18 \$	11 \$	98 \$	89 \$
Placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation dans NSPML	12	11	39	38
Placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation dans LIL	12	13	37	37
Contribution au bénéfice net consolidé	42 \$	35 \$	174 \$	164 \$

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 – 2020	35 \$	164 \$
Augmentation (diminution) des produits d'exploitation – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité » ci-après	4	(5)
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	(7)	(52)
Diminution de la charge au titre du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible et des reports de coûts fixes en raison du recouvrement déficitaire des coûts du combustible de la période considérée, en comparaison d'un recouvrement excédentaire des coûts du combustible au cours de l'exercice précédent, partiellement contrebalancée par le remboursement aux clients en 2020 de coûts du combustible d'exercices précédents	6	61
Augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable à la hausse des coûts de production d'électricité et des coûts liés au programme de la gestion axée sur la demande	(6)	(7)
Diminution des intérêts débiteurs nets attribuable à la baisse des intérêts sur le report réglementaire lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible	4	6
Diminution de la charge d'impôts sur les bénéfices découlant essentiellement d'une augmentation des déductions fiscales en excédent de l'amortissement comptable liées aux immobilisations corporelles	6	9
Autres	-	(2)
Contribution au bénéfice net consolidé – 2021	42 \$	174 \$

La contribution du secteur Services publics d'électricité canadiens au bénéfice net consolidé a augmenté de 7 millions de dollars pour atteindre 42 millions de dollars au troisième trimestre de 2021, contre 35 millions de dollars au troisième trimestre de 2020 et pour les neuf premiers mois de 2021, a augmenté de 10 millions de dollars pour atteindre 174 millions de dollars, contre 164 millions de dollars en 2020. Les augmentations enregistrées au cours des deux périodes sont principalement attribuables à la hausse de la contribution de NSPI. Cela résulte d'une diminution de la charge d'impôts sur les bénéfices et d'une diminution des intérêts liés au report réglementaire lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible, partiellement contrebalancées par la baisse de l'évaluation rendue au sujet du lien maritime comprise dans les produits par rapport à 2020 et par l'augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales.

NSPI

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

Les produits d'exploitation ont augmenté de 4 millions de dollars pour s'établir à 328 millions de dollars au troisième trimestre de 2021, comparativement à 324 millions de dollars au troisième trimestre de 2020 en raison de l'augmentation des volumes des ventes aux clients, du prix lié au combustible et des autres produits, partiellement contrebalancés par l'évaluation moindre rendue au sujet du lien maritime comprise dans les produits par rapport à 2020.

Pour les neuf premiers mois de 2021, les produits d'exploitation ont diminué de 5 millions de dollars pour s'établir à 1 112 millions de dollars, en comparaison de 1 117 millions de dollars pour la période correspondante de 2020, en raison de l'évaluation moindre rendue au sujet du lien maritime comprise dans les produits et de l'incidence des conditions météorologiques sur les volumes des ventes. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation des volumes des ventes aux clients, du prix lié au combustible et des autres produits.

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

	2021	2020
Résidentiel	154 \$	161 \$
Commercial	97	93
Industriel	61	57
Autres	7	7
Total	319 \$	318 \$

Volumes des ventes d'électricité pour le troisième trimestre GWh

	2021	2020
Résidentiel	873	898
Commercial	700	657
Industriel	653	614
Autres	37	37
Total	2 263	2 206

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

	2021	2020
Résidentiel	588 \$	607 \$
Commercial	303	303
Industriel	176	164
Autres	21	24
Total	1 088 \$	1 098 \$

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

	2021	2020
Résidentiel	3 432	3 493
Commercial	2 172	2 138
Industriel	1 851	1 712
Autres	115	149
Total	7 570	7 492

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 7 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2021 pour s'établir à 169 millions de dollars, comparativement à 162 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2020, et ont augmenté de 52 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2021 pour s'établir à 554 millions de dollars, comparativement à 502 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. Les hausses observées pour les deux périodes découlent de la variation de la composition des sources de production qui a découlé des contraintes liées aux émissions. La hausse des prix des produits de base et l'augmentation des coûts liés à l'évaluation rendue au sujet du lien maritime ont également contribué à l'augmentation enregistrée d'un exercice à l'autre.

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

	2021	2020
Charbon	978	949
Gaz naturel	491	495
Achat d'électricité – autres	277	114
Coke de pétrole	105	245
Mazout	10	2
Total – énergie non renouvelable	1 861	1 805
Achat d'électricité	377	362
Énergie éolienne et hydroélectricité	124	126
Biomasse	40	44
Total – énergie renouvelable	541	532
Total des volumes de production	2 402	2 337

**Coût moyen du combustible pour
le troisième trimestre**

	2021	2020
Dollars par MWh	70 \$	69 \$

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

	2021	2020
Charbon	3 399	3 093
Gaz naturel	1 302	1 521
Achat d'électricité – autres	669	428
Coke de pétrole	311	779
Mazout	67	14
Total – énergie non renouvelable	5 748	5 835
Achat d'électricité	1 441	1 299
Énergie éolienne et hydroélectricité	764	786
Biomasse	109	85
Total – énergie renouvelable	2 314	2 170
Total des volumes de production	8 062	8 005

**Coût moyen du combustible pour
les neuf premiers mois**

	2021	2020
Dollars par MWh	69 \$	63 \$

Le coût moyen du combustible par MWh a augmenté au troisième trimestre et pour les neuf premiers mois de 2021 par rapport aux périodes correspondantes de 2020. Cette hausse s'explique principalement par la variation de la composition des sources de production en raison des contraintes liées aux émissions, de l'augmentation de la production à partir de sources à faible intensité de carbone comme les PEI, des importations, de la production d'électricité à base de biomasse et de la diminution de la production à partir de mazout lourd et de gaz naturel. La hausse des prix des produits de base et l'augmentation des coûts liés à l'évaluation rendue au sujet du lien maritime ont contribué à la hausse du coût moyen du combustible d'un exercice à l'autre.

Le solde du passif réglementaire lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible de NSPI a augmenté de 71 millions de dollars, passant d'un passif réglementaire de 21 millions de dollars au 31 décembre 2020 à un actif réglementaire de 50 millions de dollars au 30 septembre 2021, en raison principalement du recouvrement déficitaire 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 à la rubrique « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » 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	
	2021	2020	2021	2020
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	96 \$	79 \$	257 \$	275 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ¹⁾	46 \$	33 \$	123 \$	110 \$
Contribution ajustée au bénéfice net consolidé	6 \$	5 \$	12 \$	19 \$
Contribution ajustée au bénéfice net consolidé – \$ CA	8 \$	6 \$	15 \$	25 \$
Perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché des titres de capitaux propres après impôts	- \$	- \$	(1) \$	- \$
Contribution au bénéfice net consolidé	6 \$	5 \$	11 \$	19 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	8 \$	6 \$	14 \$	25 \$
Contribution ajustée au résultat consolidé de base par action ordinaire – \$ CA	0,03 \$	0,02 \$	0,06 \$	0,10 \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire – \$ CA	0,03 \$	0,02 \$	0,05 \$	0,10 \$
Taux de change moyen pondéré entre le dollar canadien et le dollar américain aux fins du calcul du bénéfice net	1,26 \$	1,33 \$	1,26 \$	1,36 \$
BAIIA ajusté	22 \$	21 \$	61 \$	77 \$
BAIIA ajusté – \$ CA	28 \$	26 \$	77 \$	102 \$

1) Des charges découlant des installations de transport regroupées pour les neuf premiers mois de 2020 et liées à Emera Maine 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	
	2021	2020	2021	2020
BLPC	3 \$	2 \$	5 \$	15 \$
GBPC	3	1	8	2
Emera Maine	-	-	-	4
Autres	-	2	(1)	(2)
Contribution ajustée au bénéfice net consolidé	6 \$	5 \$	12 \$	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 au troisième trimestre de 2021 a augmenté de 2 millions de dollars pour s'établir à 8 millions de dollars, comparativement à 6 millions de dollars au troisième trimestre de 2020, en raison de la hausse des autres produits à GBPC. Pour les neuf premiers mois de 2021 à ce jour, la contribution en dollars canadiens a diminué de 10 millions de dollars pour s'établir à 15 millions de dollars, en comparaison de 25 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. Cette diminution s'explique essentiellement par la vente d'Emera Maine au premier trimestre de 2020 et par la comptabilisation d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices reporté à BLPC au premier trimestre de 2020 lié à l'adoption d'un taux d'imposition des sociétés plus bas en décembre 2018. Ces diminutions ont été partiellement contrebalancées par une augmentation des autres produits à GBPC et par une baisse des intérêts débiteurs.

Le taux de change a eu une incidence négligeable pour le trimestre clos le 30 septembre 2021. Pour les neuf premiers mois de 2021, le raffermissement du dollar canadien a entraîné une baisse de 1 million de dollars du bénéfice et du bénéfice ajusté.

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

Les produits d'exploitation ont augmenté de 17 millions de dollars au troisième trimestre de 2021 pour s'établir à 96 millions de dollars, en comparaison de 79 millions de dollars au troisième trimestre de 2020, en raison d'une augmentation des produits liés au combustible à BLPC attribuable à une hausse des prix du mazout. Pour les neuf premiers mois de 2021, les produits d'exploitation ont diminué de 18 millions de dollars pour s'établir à 257 millions de dollars, comparativement à 275 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. La diminution d'un exercice à l'autre découle de la vente d'Emera Maine, partiellement contrebalancée par la hausse des produits liés au combustible à BLPC attribuable à l'augmentation des prix du combustible.

Les volumes des ventes d'électricité ont été plus élevés au troisième trimestre de 2021, s'établissant à 336 GWh, contre 326 GWh au troisième trimestre de 2020. Pour les neuf premiers mois de 2021, les volumes des ventes d'électricité ont été de 932 GWh, ce qui représente une hausse par rapport à ceux de 927 GWh inscrits pour la période correspondante de 2020.

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 13 millions de dollars pour s'établir à 46 millions de dollars au troisième trimestre de 2021, comparativement à 33 millions de dollars au troisième trimestre de 2020. Pour les neuf premiers mois de 2021, les charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité se sont chiffrées à 123 millions de dollars, soit une augmentation de 13 millions de dollars par rapport à celles de 110 millions de dollars inscrites pour la période correspondante de 2020. Les augmentations enregistrées pour les deux périodes s'expliquent par la hausse des prix du combustible à BLPC. L'augmentation enregistrée d'un exercice à l'autre a été partiellement contrebalancée par les charges découlant des installations de transport regroupées à Emera Maine en 2020.

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	
	2021	2020	2021	2020
Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz ¹⁾	189 \$	146 \$	699 \$	546 \$
Produits d'exploitation non réglementés	3	3	10	9
Total des produits d'exploitation	192 \$	149 \$	709 \$	555 \$
Coût réglementé du gaz naturel	57 \$	30 \$	236 \$	141 \$
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	4 \$	3 \$	12 \$	10 \$
Contribution au bénéfice net consolidé	22 \$	16 \$	113 \$	87 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	29 \$	20 \$	143 \$	117 \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire – \$ CA	0,11 \$	0,08 \$	0,56 \$	0,47 \$
Taux de change moyen pondéré entre le dollar canadien et le dollar américain aux fins du calcul du bénéfice net	1,26 \$	1,32 \$	1,26 \$	1,35 \$
BAlIA ajusté	66 \$	52 \$	258 \$	213 \$
BAlIA ajusté – \$ CA	83 \$	69 \$	324 \$	288 \$

1) Le montant inscrit au poste « Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz » comprend des produits financiers provenant de Brunswick Pipeline de 11 millions de dollars (12 millions de dollars en 2020) pour le trimestre clos le 30 septembre 2021 et de 34 millions de dollars (34 millions de dollars en 2020) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021; 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	
	2021	2020	2021	2020
PGS	14 \$	10 \$	60 \$	39 \$
NMGC	(4)	(5)	18	18
Autres	12	11	35	30
Contribution au bénéfice net consolidé	22 \$	16 \$	113 \$	87 \$

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 – 2020	16 \$	87 \$
Augmentation des produits d'exploitation tirés des ventes de gaz – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz » ci-après	43	153
Augmentation du coût du gaz naturel vendu – se reporter à la rubrique « Coût réglementé du gaz naturel » ci-après	(27)	(95)
Augmentation de la charge d'amortissement en raison de la hausse des immobilisations corporelles	(4)	(11)
Augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable essentiellement à la hausse des coûts de main-d'œuvre et des frais d'assurance à PGS et à NMGC	(4)	(12)
Autres	(2)	(9)
Contribution au bénéfice net consolidé – 2021	22 \$	113 \$

La contribution au bénéfice net consolidé en dollars canadiens du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure a augmenté de 9 millions de dollars au troisième trimestre de 2021 pour s'établir à 29 millions de dollars, comparativement à 20 millions de dollars au troisième trimestre de 2020, et a augmenté de 26 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2021 pour s'établir à 143 millions de dollars, comparativement à 117 millions de dollars en 2020. Les augmentations observées pour les deux périodes sont attribuables à la hausse des produits des ventes au tarif de base de PGS qui a découlé d'une hausse des tarifs de base à compter du 1^{er} janvier 2021 et à la croissance de la clientèle.

L'incidence de la variation des taux de change a entraîné une diminution du bénéfice en dollars canadiens de 1 million de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2021 et de 9 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2021.

Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz

Les produits d'exploitation du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure ont augmenté de 43 millions de dollars au troisième trimestre de 2021 pour s'établir à 189 millions de dollars, en comparaison de 146 millions de dollars au troisième trimestre de 2020, et ont augmenté de 153 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2021 pour s'établir à 699 millions de dollars, en comparaison de 546 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. Les augmentations observées pour les deux périodes sont attribuables à la hausse des tarifs de base à PGS et à NMGC à compter du 1^{er} janvier 2021, à la croissance de la clientèle à PGS et à la hausse des produits aux liée à la clause d'ajustement relatif au gaz acheté à PGS et à NMGC découlant des prix du gaz plus élevés.

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

	2021	2020
Résidentiel	81 \$	57 \$
Commercial	61	40
Industriel ¹⁾	13	10
Autres ²⁾	23	27
Total ³⁾	178 \$	134 \$

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 11 millions de dollars provenant de Brunswick Pipeline (12 millions de dollars en 2020).

Produits tirés des ventes de gaz pour les neuf premiers mois
en millions de dollars américains

	2021	2020
Résidentiel	343 \$	250 \$
Commercial	214	144
Industriel ¹⁾	38	30
Autres ²⁾	70	88
Total ³⁾	665 \$	512 \$

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 2020).

Volumes des ventes de gaz pour le troisième trimestre
Thermies (en millions)

	2021	2020
Résidentiel	38	38
Commercial	164	150
Industriel	384	417
Autres	23	68
Total	609	673

Volumes des ventes de gaz pour les neuf premiers mois
Thermies (en millions)

	2021	2020
Résidentiel	285	273
Commercial	587	547
Industriel	1 107	1 198
Autres	110	239
Total	2 089	2 257

Coût réglementé du gaz naturel

Le coût réglementé du gaz naturel a augmenté de 27 millions de dollars au troisième trimestre de 2021 pour s'établir à 57 millions de dollars, comparativement à 30 millions de dollars au troisième trimestre de 2020, et a augmenté de 95 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2021 pour s'établir à 236 millions de dollars au troisième trimestre de 2021, comparativement à 141 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. Les hausses observées pour les deux périodes sont attribuables à la hausse des prix du gaz à PGS et à NMGC.

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)

	2021	2020
Approvisionnement du réseau	78	92
Transport	531	581
Total	609	673

Volume des ventes de gaz par type pour les neuf premiers mois
Thermies (en millions)

	2021	2020
Approvisionnement du réseau	444	493
Transport	1 645	1 764
Total	2 089	2 257

Autres

en millions de dollars canadiens (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Marge sur les activités de commercialisation et de négociation ¹⁾²⁾	(4) \$	(12) \$	63 \$	16 \$
Autres produits d'exploitation non réglementés	8	10	25	25
Total des produits d'exploitation – activités non réglementées	4 \$	(2) \$	88 \$	41 \$
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	1 \$	- \$	12 \$	17 \$
Contribution ajustée au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée)	(73) \$	(70) \$	(154) \$	(229) \$
Gain à la vente, déduction faite des coûts de transaction	-	-	-	309
Pertes de valeur, après impôts	-	-	-	(26)
Perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts	(245)	(82)	(368)	(95)
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée)	(318) \$	(152) \$	(522) \$	(41) \$
Contribution ajustée au résultat consolidé de base par action ordinaire	(0,28) \$	(0,28) \$	(0,60) \$	(0,93) \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire	(1,23) \$	(0,61) \$	(2,04) \$	(0,17) \$
BAIIA ajusté	(13) \$	(22) \$	41 \$	(25) \$

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 334 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2021 (une perte de 131 millions de dollars en 2020) et une perte de 501 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2021 (une perte de 155 millions de dollars en 2020).

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	
	2021	2020	2021	2020
Emera Energy	(5) \$	(12) \$	37 \$	2 \$
Siège social – se reporter à la répartition de la contribution ajustée ci-dessous	(59)	(54)	(174)	(223)
Emera Technologies	(7)	(3)	(13)	(7)
Autres	(2)	(1)	(4)	(1)
Contribution ajustée au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée)	(73) \$	(70) \$	(154) \$	(229) \$

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) – 2020	(152) \$	(41) \$
Hausse de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation – se reporter à la rubrique « Emera Energy »	8	47
Diminution, au cours des deux périodes, des intérêts débiteurs attribuable à l'incidence du raffermissement du dollar canadien et à la baisse des taux d'intérêt. Diminution d'un exercice à l'autre également attribuable au remboursement de la dette de la société	7	29
Gain de change réalisé sur les couvertures pour couvrir l'exposition du bénéfice au risque de fluctuation du taux de change	4	17
Réévaluation des actifs et passifs 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 du marché	-	11
Augmentation, d'un trimestre à l'autre, des dividendes sur les actions privilégiées, principalement attribuable au moment de la déclaration des dividendes. De plus, augmentation des dividendes sur les actions privilégiées au cours des deux périodes en raison de l'émission d'actions privilégiées.	(14)	(2)
Diminution du recouvrement d'impôts sur les bénéfices principalement attribuable à la baisse des pertes avant la charge d'impôts sur les bénéfices	(4)	(32)
Augmentation, d'un trimestre à l'autre, des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, après impôts, en raison principalement de la hausse des prix à terme pour le gaz naturel de la Nouvelle-Angleterre par rapport aux couvertures de transport en place à Emera Energy et de la reprise de gains de change en 2020 réalisés sur les couvertures de flux de trésorerie. Cela a été partiellement contrebalancé par une reprise plus importante de pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché au troisième trimestre de 2021 à Emera Energy.	(163)	(271)
Augmentation, d'un exercice à l'autre, des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts en raison de la hausse des prix à terme pour le gaz naturel de la Nouvelle-Angleterre par rapport aux couvertures de transport en place à Emera Energy et de la reprise de gains de change en 2020 réalisés sur les couvertures de flux de trésorerie, partiellement contrebalancées par la diminution de l'amortissement des actifs de transport du gaz naturel en 2021		
Gain à la vente et pertes de valeur en 2020, après impôts	-	(283)
Autres	(4)	3
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée) – 2021	(318) \$	(522) \$

Emera Energy

La marge sur les activités de commercialisation et de négociation a augmenté de 8 millions de dollars pour représenter une perte de 4 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2021, tandis qu'elle avait représenté une perte de 12 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2020, en raison de l'incidence plus favorable des conditions du marché, plus particulièrement une augmentation des prix du gaz naturel enregistrée au troisième trimestre de 2021 par rapport au troisième trimestre de 2020.

La marge dégagée pour les neuf premiers mois de 2021 a augmenté de 47 millions de dollars pour s'établir à 63 millions de dollars en 2021, comparativement à 16 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. Cette augmentation reflète l'événement météorologique extrême de la mi-février dans le centre-sud des États-Unis, qui a fortement augmenté les prix et la volatilité sur les marchés adjacents où Emera Energy est présente, de sorte que l'entreprise a pu en tirer parti. Le nord-est, bien que froid pour la saison, a été largement isolé de l'événement météorologique, mais a tout de même offert des occasions régulières tout au long du premier trimestre. En outre, Emera Energy a bénéficié de conditions de marché plus favorables par rapport à 2020, notamment de l'incidence favorable des conditions météorologiques dans plusieurs marchés clés, ce qui a donné lieu à une augmentation des prix du marché et de la volatilité qui a entraîné une augmentation des marges sur le gaz naturel.

Siège social

Le tableau qui suit résume la perte ajustée du siège social :

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Charges d'exploitation ¹⁾	10 \$	6 \$	27 \$	37 \$
Intérêts débiteurs	65	72	199	228
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	(18)	(19)	(57)	(78)
Dividendes sur actions privilégiées	14	-	36	34
Charge d'impôts sur les bénéfices liée à la réévaluation des actifs et passifs d'impôts reportés du siège social en raison de la réduction du taux d'imposition des sociétés de la province de Nouvelle-Écosse en 2020	-	-	-	9
Autres ²⁾	(12)	(5)	(31)	(7)
Perte nette ajustée du siège social	(59) \$	(54) \$	(174) \$	(223) \$

1) Le poste « charges d'exploitation » comprend les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales ainsi que l'amortissement.

2) Le poste « Autres » comprend les gains de change réalisés sur les couvertures de flux de trésorerie pour couvrir l'exposition du bénéfice au risque de fluctuation du taux de change; il comprend un gain de 4 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2021 (néant en 2020) et un gain de 13 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2021 (une perte de 4 millions de dollars en 2020).

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.

Les effets de la pandémie de COVID-19 en cours, notamment les mesures gouvernementales pour faire face à la 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. Pour plus de renseignements sur les incidences potentielles futures de la COVID-19 sur Emera et ses activités, se reporter aux rubriques « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales » et « Situation de trésorerie et sources de financement » du rapport de gestion annuel 2020 de la société.

Sur une base consolidée, la COVID-19 n'a eu aucune incidence financière importante sur le bénéfice net à ce jour en 2021 et ne devrait pas avoir d'incidence financière importante en 2021. Se reporter à la rubrique « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales — Pandémie de COVID-19 » pour plus de précisions. À ce jour, il n'y a pas eu de défaillances importantes de clients à la suite de faillites et, au 30 septembre 2021, les ajustements des pertes de crédit ont augmenté, mais ils 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, mais elle ne devrait pas être significative. Les services publics continuent à surveiller les comptes clients et collaborent avec les clients quant aux modalités de paiement.

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. 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 et les capitaux d'emprunt obtenus par les services publics 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 devraient être financés au moyen de l'émission d'actions ordinaires et privilégiées par le biais du régime de réinvestissement des dividendes et du programme d'émission d'actions au cours du marché d'Emera.

Emera dispose de facilités de crédit assorties de diverses échéances qui, cumulées, lui procurent un crédit de 3,4 milliards de dollars, dont une tranche de 1,6 milliard de dollars était non prélevée et disponible au 30 septembre 2021. Au 30 septembre 2021, la société détenait un solde de trésorerie de 476 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 consolidés résumés intermédiaires pour plus de précisions sur les facilités de crédit.

Flux de trésorerie consolidés – Faits saillants

Les variations importantes survenues aux états consolidés résumés des flux de trésorerie entre les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2021 et 2020 comprennent :

en millions de dollars canadiens	2021	2020	Variation
Trésorerie et équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions à l'ouverture de la période	254 \$	274 \$	(20) \$
Liés à ce qui suit :			
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement	1 035	1 101	(66)
Variation du fonds de roulement	71	139	(68)
Activités d'exploitation	1 106 \$	1 240 \$	(134) \$
Activités d'investissement	(1 576)	(536)	(1 040)
Activités de financement	693	(595)	1 288
Incidence des taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à restrictions	(1)	(48)	47
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions à la clôture de la période	476 \$	335 \$	141 \$

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont diminué de 134 millions de dollars pour s'établir à 1 106 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, comparativement à 1 240 millions de dollars pour la période correspondante de 2020.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement ont diminué de 66 millions de dollars. Cette diminution est attribuable essentiellement au report des coûts du gaz à NMGC qui a résulté de l'épisode de froid extrême de février 2021, à la hausse des recouvrements déficitaires sur des coûts liés à une clause attribuable surtout à une hausse des prix du gaz naturel à Tampa Electric et à PGS et à la vente d'Emera Maine au premier trimestre de 2020. Cette diminution a été partiellement contrebalancée par la hausse de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation à Emera Energy et par l'augmentation des produits des ventes au tarif de base.

Les variations du fonds de roulement ont entraîné une diminution de 68 millions de dollars des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui est attribuable aux changements défavorables apportés à la position de la garantie en trésorerie à Emera Energy, aux variations défavorables des débiteurs à Tampa Electric, PGS et NMGC, à la hausse des stocks de combustible à Emera Energy et à NSPI, à la réception d'un remboursement d'impôts de 2019 sur les bénéfices à NSPI en 2020 et au calendrier des paiements des créditeurs à NMGC et à Tampa Electric. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par les variations favorables des positions de la garantie en trésorerie sur les instruments dérivés à NSPI.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont augmenté de 1 040 millions de dollars, s'établissant à 1 576 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, en comparaison de 536 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. Cette variation s'explique par le produit de 1,4 milliard de dollars reçu à la vente d'Emera Maine en 2020, partiellement contrebalancé par une baisse des dépenses en immobilisations en 2021.

Les dépenses en immobilisations, y compris la PFUPC, se sont élevées à 1 640 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, contre 1 967 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. Les dépenses en immobilisations par secteur pour 2021 se détaillent comme suit :

- 927 millions de dollars pour le secteur Services publics d'électricité de la Floride (1 029 millions de dollars en 2020);
- 248 millions de dollars pour le secteur Services publics d'électricité canadiens (253 millions de dollars en 2020);
- 85 millions de dollars pour le secteur Autres services publics d'électricité (124 millions de dollars en 2020);
- 378 millions de dollars pour le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure (559 millions de dollars en 2020);
- 2 millions de dollars pour le secteur Autres (2 millions de dollars en 2020).

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Les flux de trésorerie nets provenant des activités de financement ont augmenté de 1 288 millions de dollars, s'établissant à 693 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021. En comparaison, des flux de trésorerie affectés aux activités de financement de 595 millions de dollars avaient été inscrits pour la période correspondante de 2020. Cette variation est attribuable au produit net tiré de l'émission de titres de créance à long terme à Tampa Electric, à NMGC et à PGS en 2021, au remboursement de titres de créance à long terme à TECO Finance en 2020, à la diminution des remboursements nets sur les facilités de crédit engagées à TECO Finance et à Emera ainsi qu'à l'émission d'actions privilégiées. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation des remboursements nets sur la dette à court terme à TEC et au produit net de la dette à long terme à NSPI en 2020.

Obligations contractuelles

Au 30 septembre 2021, 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	2021	2022	2023	2024	2025	Par la suite	Total
Capital de la dette à long terme	125 \$	526 \$	553 \$	448 \$	477 \$	12 427 \$	14 556 \$
Obligations liées au paiement des intérêts ¹⁾	239	607	587	575	555	7 085	9 648
Transport ²⁾	185	485	406	348	311	2 806	4 541
Achat d'électricité ³⁾	68	227	221	238	237	2 176	3 167
Approvisionnement en combustible et en gaz naturel et stockage	303	340	72	45	40	24	824
Projets d'investissement	473	159	95	6	1	-	734
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	9	2	7	2	2	391	413
Ententes de service à long terme ⁴⁾	36	64	68	48	32	90	338
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite ⁵⁾	8	38	32	33	32	192	335
Engagements au titre des placements dans des sociétés satellites ⁶⁾	-	240	-	-	-	-	240
Contrats de location et autres ⁷⁾	3	16	16	15	8	120	178
Gestion axée sur la demande	10	45	-	-	-	-	55
Créances à long terme	1	5	5	-	-	-	11
	1 460 \$	2 754 \$	2 062 \$	1 758 \$	1 695 \$	25 311 \$	35 040 \$

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 2021, y compris tout paiement exigé prévu aux termes de swaps connexes.

2) Engagements d'achat visant le transport de combustibles et une capacité de transport sur les différents gazoducs. Comprend un engagement de 144 millions de dollars relativement à un contrat de transport de gaz entre PGS et SeaCoast jusqu'en 2040.

3) Exigence annuelle d'acheter de la production d'électricité provenant de PEI ou d'autres services publics sur une durée de contrat variable.

4) 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.

5) 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.

6) Emera s'est engagée à fournir un apport en capital dans LIL.

7) 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.

Nalcor continue de progresser vers l'achèvement de la construction des projets du cours inférieur du fleuve Churchill (y compris Muskrat Falls et LIL), la mise en service définitive de ceux-ci étant prévue au premier trimestre de 2022. Trois des quatre génératrices de Muskrat Falls sont terminées et disponibles pour le service, la première au troisième trimestre de 2020, la seconde au deuxième trimestre de 2021 et la troisième au troisième trimestre de 2021.

La Régie a approuvé l'évaluation pour 2021, dont les coûts s'élèvent à environ 172 millions de dollars. Cette autorisation est assujettie à une retenue d'au plus 10 millions de dollars qui est fonction du moment où débutera la livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse, et NSPML a reporté le recouvrement de frais d'amortissement de 23 millions de dollars. Nalcor a débuté le 15 août 2021 la livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse et le bloc de la Nouvelle-Écosse sera livré au cours des 35 prochaines années aux termes des conventions avec Nalcor. Puisque Nalcor en est aux dernières étapes de la mise en service du projet LIL, il y aura des interruptions périodiques de l'approvisionnement liées à la mise en service, et tout déficit de livraison qui en résultera sera comblé à une date ultérieure. Le 9 août 2021, NSPML a déposé une demande des coûts d'investissement finale auprès de la Régie en vue d'une approbation du recouvrement des coûts d'investissement liés au lien maritime et d'une approbation de l'évaluation de NSPML pour 2022.

NSPI doit, en vertu d'une obligation contractuelle, payer des redevances à NSPML sur une période d'environ 38 ans pour l'utilisation du lien maritime depuis sa mise en service, soit le 15 janvier 2018. Dans le cadre du plan de stabilité tarifaire du combustible de NSPI pour 2020-2022, les tarifs ont été fixés de manière à inclure 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 38 ans sont assujettis à l'approbation de la Régie.

Une fois que Muskrat Falls et LIL auront atteint leur pleine puissance, les ententes commerciales entre Emera et Nalcor nécessiteront des ajustements d'égalisation pour finaliser les obligations d'investissement respectives des parties relatives au lien maritime et à LIL.

Emera s'est engagée à obtenir certains droits de transport pour Nalcor, sur demande, afin de lui permettre de transporter de l'énergie qui n'est pas autrement utilisée à Terre-Neuve-et-Labrador ou en Nouvelle-Écosse. Nalcor a le droit de transporter cette énergie de la Nouvelle-Écosse vers les marchés de l'énergie de la Nouvelle-Angleterre à partir du 15 août 2021, date à laquelle la livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse a débuté, et ce, pendant 50 ans. Au fur et à mesure que les droits de transport sont contractés, les obligations sont ajoutées 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 engagées, libellées en dollars canadiens ou en dollars américains, d'un total global d'environ 3,4 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 – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie	Juin 2026	900 \$	327 \$	573 \$
TEC – en dollars américains – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie ¹⁾	Mars 2023	800	461	339
NSPI – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie	Octobre 2024	600	198	402
Emera – Facilité non renouvelable non garantie	Décembre 2021	400	400	-
TECO Finance – en dollars américains – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie	Mars 2023	400	265	135
NMGC – en dollars américains – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie	Mars 2023	125	14	111
NMGC – en dollars américains – Facilité de crédit non renouvelable non garantie	Septembre 2022	100	100	-
Autre (en dollars américains) – Facilités de crédit renouvelables engagées non garanties	Diverses	35	21	14

1) Cette facilité peut être utilisée par Tampa Electric et par PGS. Au 30 septembre 2021, Tampa Electric avait prélevé une tranche de 346 millions de dollars américains sur cette facilité et PGS avait prélevé une tranche de 115 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 2021.

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 25 mai 2021, TEC a mis en place un programme de papier commercial. Les montants disponibles dans le cadre de ce programme peuvent être empruntés, remboursés et réempruntés, le montant total des billets en circulation à tout moment ne devant pas dépasser 800 millions de dollars américains. Le montant total des papiers commerciaux émis est garanti par la facilité de crédit de TEC et fait en sorte qu'un montant égal de sa facilité de crédit est considéré comme étant prélevé et indisponible.

Le 15 mai 2021, TEC a remboursé à l'échéance ses obligations de 278 millions de dollars américains portant intérêt à un taux de 5,4 pour cent. Ces billets ont été remboursés à l'aide des facilités de crédit existantes.

Le 18 mars 2021, TEC a réalisé une émission de billets de premier rang de 800 millions de dollars américains. L'émission comprenait des billets de premier rang de 400 millions de dollars américains portant intérêt à un taux de 2,40 pour cent et arrivant à échéance le 15 mars 2031, et des billets de premier rang de 400 millions de dollars américains portant intérêt à un taux de 3,45 pour cent et arrivant à échéance le 15 mars 2051.

À la suite de l'émission des billets de premier rang de 800 millions de dollars américains dont il est question ci-dessus, TEC a remboursé le 23 mars 2021 son prêt à terme non renouvelable de 300 millions de dollars américains. TEC a également remboursé sa facilité d'emprunt garantie par les débiteurs de 150 millions de dollars américains et cette entente est ensuite arrivée à échéance et a pris fin le 22 mars 2021.

Services publics de gaz naturel et infrastructure

Le 16 juillet 2021, Brunswick Pipeline a reporté la date d'échéance de sa facilité de crédit de 250 millions de dollars, la faisant passer du 17 mai 2023 au 30 juin 2025. Aucune autre modification notable n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente.

Le 25 mars 2021, NMGC a conclu une facilité de crédit non renouvelable non garantie de 100 millions de dollars américains et arrivant à échéance le 23 septembre 2022. La facilité 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 sur la base du TIOL, du taux préférentiel ou du taux des fonds fédéraux, majoré d'une marge. Le produit de cette émission a servi à payer les coûts de gaz naturel supérieurs à la normale en raison du froid intense de février 2021 (pour plus de précisions, se reporter à la rubrique « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales — Services publics de gaz naturel et infrastructure »).

Le 5 février 2021, NMGC a réalisé une émission de billets de premier rang de 220 millions de dollars américains. L'émission comprenait des billets de premier rang de 70 millions de dollars américains portant intérêt à un taux de 2,26 pour cent et arrivant à échéance le 5 février 2031, des billets de premier rang de 65 millions de dollars américains portant intérêt à un taux de 2,51 pour cent et arrivant à échéance le 5 février 2036 et des billets de premier rang de 85 millions de dollars américains portant intérêt à un taux de 3,34 pour cent et arrivant à échéance le 5 février 2051. Le produit de cette émission a servi à rembourser un billet de 200 millions de dollars américains arrivant à échéance en 2021, qui était inclus dans la dette à long terme au 31 décembre 2020.

Autres

Le 23 juillet 2021, Emera a reporté la date d'échéance de sa facilité de crédit renouvelable engagée non garantie de 900 millions de dollars, la faisant passer du 30 juin 2024 au 30 juin 2026. Aucune autre modification notable n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente.

Le 4 juin 2021, Emera US Finance LP a réalisé une émission de billets de premier rang de 750 millions de dollars américains. L'émission comprenait des billets de premier rang de 450 millions de dollars américains portant intérêt à un taux de 2,64 pour cent et arrivant à échéance le 15 juin 2031 et des billets de premier rang de 300 millions de dollars américains portant intérêt à un taux de 0,83 pour cent et arrivant à échéance le 15 juin 2024. Les billets de premier rang en dollars américains sont garantis par Emera et Emera US Holdings Inc., une filiale en propriété exclusive d'Emera.

À la suite de l'émission des billets de premier rang de 750 millions de dollars américains dont il est question ci-dessus, le 15 juin 2021, Emera US Finance LP a remboursé à l'échéance ses billets de premier rang de 750 millions de dollars américains précédemment en circulation.

Émissions d'actions privilégiées

Le 24 septembre 2021, Emera a émis 9 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif, série L, à un prix de 25,00 \$ l'action et à un taux de rendement annuel de 4,60 pour cent. Le produit total brut tiré du placement s'est élevé à 225 millions de dollars et le produit total net s'est élevé à 222 millions de dollars.

Le 6 avril 2021, Emera a émis 8 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajusté minimal et à dividende cumulatif, série J, à un prix de 25,00 \$ l'action et à un taux de dividende initial de 4,25 pour cent. Le produit total brut tiré du placement s'est élevé à 200 millions de dollars et le produit total net s'est élevé à 196 millions de dollars.

Garanties et lettres de crédit

Les garanties et les lettres de crédit d'Emera sont les mêmes que celles présentées dans son rapport de gestion annuel de 2020, la mise à jour étant indiquée ci-dessous.

La société détient des lettres de crédit et de cautionnement d'un montant de 62 millions de dollars américains (55 millions de dollars américains au 31 décembre 2020) 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.

NSPI a émis des garanties d'un montant de 28 millions de dollars américains (18 millions de dollars américains au 31 décembre 2020) au nom de sa filiale, NS Power Energy Marketing Incorporated (« NSPEMI »), afin de garantir les obligations découlant de contrats d'achat conclus avec des fournisseurs tiers. Les garanties ont des durées variables et seront renouvelées au besoin.

Le 28 octobre 2021, NSPI a émis, pour le compte de sa filiale NSPEMI, une garantie supplémentaire de 85 millions de dollars américains au titre d'un engagement visant le transport de gaz naturel d'une durée de 15 ans.

TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

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

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

- Les transactions entre NSPI et NSPML se rapportant à l'évaluation rendue au sujet du lien maritime sont comptabilisées dans les états des résultats consolidés résumés. Les charges de NSPI sont comptabilisées 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 2021 (27 millions de dollars en 2020) et 91 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 (82 millions de dollars en 2020). 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 4 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2021 (2 millions de dollars en 2020) et à 14 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 (13 millions de dollars en 2020).

Au 30 septembre 2021 et au 31 décembre 2020, 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 DU RISQUE ET 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 2020.

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 2021	Au 31 décembre 2020
Actifs liés aux instruments dérivés (actifs à court terme et autres)	- \$	1 \$
Actifs liés aux instruments dérivés, montant net	- \$	1 \$

Effets des opérations de couverture constatés dans le bénéfice net

La société a constaté les gains (les pertes) se rapportant 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	
	2021	2020	2021	2020
Produits d'exploitation – activités réglementées	- \$	- \$	- \$	(2) \$
Intérêts débiteurs nets	1	-	1	-
Gains nets (pertes nettes) liés aux dérivés efficaces	1 \$	- \$	1 \$	(2) \$

Les gains nets (pertes nettes) liés aux dérivés efficaces 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 2021	Au 31 décembre 2020
Actifs liés aux instruments dérivés (actifs à court terme et autres)	261 \$	14 \$
Actifs réglementaires (actifs à court terme et autres)	24	65
Passifs liés aux instruments dérivés (passifs à court terme et à long terme)	(25)	(62)
Passifs réglementaires (passifs à court terme et à long terme)	(260)	(15)
Actif net	- \$	2 \$

Effets du report réglementaire constatés dans le bénéfice net

La société a constaté les gains nets (pertes nettes) 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	
	2021	2020	2021	2020
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ¹⁾	13 \$	(8) \$	9 \$	(18) \$
Gains nets (pertes nettes)	13 \$	(8) \$	9 \$	(18) \$

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

Le bilan de la société comporte les catégories suivantes pour ce qui est des dérivés DFT :

en millions de dollars canadiens	Au 30 septembre 2021	Au 31 décembre 2020
Actifs liés aux instruments dérivés (actifs à court terme et autres)	65 \$	68 \$
Passifs liés aux instruments dérivés (passifs à court terme et à long terme)	(689)	(275)
Passifs nets liés aux instruments dérivés	(624) \$	(207) \$

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	
	2021	2020	2021	2020
Produits d'exploitation non réglementés	(235) \$	(187) \$	(226) \$	35 \$
Combustible non réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité	-	1	1	(3)
Gains nets (pertes nettes)	(235) \$	(186) \$	(225) \$	32 \$

Autres dérivés constatés dans les bilans

Le bilan de la société comporte les catégories suivantes pour ce qui est des autres dérivés :

en millions de dollars canadiens	Au 30 septembre 2021	Au 31 décembre 2020
Actifs liés aux instruments dérivés (actifs à court terme et autres)	13 \$	15 \$
Passifs liés aux instruments dérivés (passifs à court terme et à long terme)	-	(1)
Actifs nets liés aux instruments dérivés	13 \$	14 \$

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	
	2021	2020	2021	2020
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	3 \$	4 \$	9 \$	(3) \$
Autres produits, montant net	(1)	5	2	5
Total des gains	2 \$	9 \$	11 \$	2 \$

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*. 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. La direction, y compris le chef de la direction et le chef des finances, a évalué la conception des CPCI et des CIIF de la société au 30 septembre 2021 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 2021 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 pertes de crédit, le fonds de réserve cumulé pour les coûts de mise hors service, 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 et l'évaluation des instruments financiers. La direction évalue les estimations de la société de façon continue en fonction des résultats historiques, des conditions actuelles et prévues 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 hypothèses et a conclu qu'aucun ajustement significatif n'était requis pour le trimestre et la période de neuf mois close le 30 septembre 2021.

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, du calendrier et de l'efficacité de la vaccination, des mesures gouvernementales potentielles à venir, et de l'activité économique et de la consommation d'énergie dans l'avenir. Les résultats réels peuvent différer sensiblement de ces estimations.

Tests de dépréciation du goodwill

La direction s'est posé la question à savoir si les répercussions possibles de la pandémie de COVID-19 sur le bénéfice futur nécessitaient qu'un test de dépréciation du goodwill soit effectué au troisième trimestre de 2021 et a déterminé qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur des unités d'exploitation qui comprennent le goodwill excède leur valeur comptable respective au 30 septembre 2021.

Au 30 septembre 2021, une tranche de 5,7 milliards de dollars du goodwill d'Emera se rapportait à TECO Energy (unités d'exploitation Tampa Electric, PGS et NMGC). Compte tenu de l'important excédent de la juste valeur sur les valeurs comptables calculé pour ces unités d'exploitation lors du dernier test quantitatif réalisé au quatrième trimestre de 2019 et des résultats de l'évaluation qualitative réalisée au quatrième trimestre de 2020, 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 2021, une tranche de 68 millions de dollars du goodwill d'Emera se rapportait à GBPC. Au quatrième trimestre de 2020, la société a procédé à un test de dépréciation quantitatif pour GBPC, car cette unité d'exploitation est plus sensible aux variations des bénéfices futurs prévus en raison de l'excédent limité de la juste valeur sur la valeur comptable. Dans le cadre de l'évaluation, la direction a tenu compte des répercussions que pourrait avoir la pandémie de COVID-19 sur le bénéfice futur de l'unité d'exploitation. Aucune modification défavorable des hypothèses n'a été décelée au troisième trimestre de 2021 et aucune perte de valeur liée à ce goodwill n'a été comptabilisée pour le trimestre ou la période de neuf mois close le 30 septembre 2021. Des modifications défavorables des hypothèses importantes pourraient entraîner une perte de valeur au cours des périodes à venir.

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 2021, il n'existait aucun indice de dépréciation des actifs à long terme d'Emera. 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.

Aucune perte de valeur n'a été comptabilisée pour le trimestre ou la période de neuf mois close le 30 septembre 2021. Pour le trimestre et la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, des pertes de valeur respectives de néant et de 25 millions de dollars (26 millions de dollars après impôts) avaient été comptabilisées à l'égard de certains actifs.

Débiteurs et provisions pour pertes de crédit

La direction estime les pertes de crédit liées aux débiteurs après avoir pris en compte l'historique des pertes, les dépôts des clients, les événements actuels, les caractéristiques des comptes existants et les prévisions raisonnables et justifiables qui influent sur le recouvrement du montant présenté. Dans les zones de service où Emera exerce ses activités, les répercussions économiques de la COVID-19 ont eu une incidence sur le vieillissement des débiteurs clients, ce qui a entraîné une augmentation des provisions pour pertes de crédit liées aux débiteurs clients; toutefois, cela n'a pas eu d'effet important sur les bénéfices.

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 en raison des changements sur le marché. Ces changements pourraient avoir une incidence sur les hypothèses, 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.

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 2021 sont décrites ci-dessous :

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

Le 1^{er} janvier 2021, la société a adopté l'Accounting Standard Update (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)* à l'aide de la méthode rétrospective modifiée. La norme simplifie la comptabilisation des titres de créance sous forme de débentures convertibles et des 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. L'adoption de cette norme n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés.

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 2020 de la société, les mises à jour étant indiquées ci-dessous.

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

en millions de dollars canadiens (sauf les montants par action)	T3 2021	T2 2021	T1 2021	T4 2020	T3 2020	T2 2020	T1 2020	T4 2019
Produits d'exploitation	1 148 \$	1 137 \$	1 612 \$	1 537 \$	1 163 \$	1 169 \$	1 637 \$	1 616 \$
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(70)	(17)	273	273	84	58	523	193
Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	175	137	243	188	166	118	193	145
Résultat de base par action ordinaire	(0,27)	(0,07)	1,08	1,09	0,34	0,24	2,14	0,79
Résultat dilué par action ordinaire	(0,27)	(0,07)	1,08	1,08	0,34	0,23	2,13	0,80
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,68	0,54	0,96	0,75	0,67	0,48	0,79	0,60

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.