



# Rapport de gestion

En date du 11 mai 2021

Le présent rapport de gestion donne un aperçu des résultats d'exploitation d'Emera Incorporated et de ses filiales et investissements (« Emera ») pour le premier trimestre de 2021 par rapport au trimestre correspondant de 2020, de même qu'un aperçu de sa situation financière au 31 mars 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 31 mars 2021 et pour le trimestre 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 31 mars 2021 :

| <b>Filiale à tarifs réglementés d'Emera ou placement dans des sociétés satellites</b>       | <b>Organisme chargé de l'approbation/ de l'examen des conventions comptables</b>                      |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Filiale</b>                                                                              |                                                                                                       |
| 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 »)                                                            |

| <b>Filiale à tarifs réglementés d'Emera ou placement dans des sociétés satellites</b>                | <b>Organisme chargé de l'approbation/ de l'examen des conventions comptables</b> |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Placements dans des sociétés satellites</b>                                                       |                                                                                  |
| 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 du premier trimestre » 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](http://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 du premier trimestre..... | 9  |
| Principales données financières consolidées par secteur d'activité .....             | 10 |
| Faits saillants de l'état des résultats consolidé .....                              | 11 |
| Survol de l'entreprise et perspectives commerciales.....                             | 15 |
| Pandémie de COVID-19.....                                                            | 15 |
| Services publics d'électricité de la Floride.....                                    | 16 |
| Services publics d'électricité canadiens .....                                       | 17 |
| Autres services publics d'électricité.....                                           | 19 |
| Services publics de gaz naturel et infrastructure.....                               | 20 |
| Autres .....                                                                         | 21 |
| Bilans consolidés – Faits saillants .....                                            | 22 |
| Faits récents.....                                                                   | 23 |
| Informations sur les actions en circulation .....                                    | 23 |
| Principales données financières .....                                                | 24 |
| Services publics d'électricité de la Floride.....                                    | 24 |
| Services publics d'électricité canadiens .....                                       | 26 |
| Autres services publics d'électricité.....                                           | 29 |
| Services publics de gaz naturel et infrastructure.....                               | 30 |
| Autres .....                                                                         | 33 |
| Situation de trésorerie et sources de financement .....                              | 35 |
| Flux de trésorerie consolidés – Faits saillants.....                                 | 37 |
| Obligations contractuelles .....                                                     | 39 |
| Gestion de la dette .....                                                            | 41 |
| Garanties et lettres de crédit .....                                                 | 42 |
| Transactions entre parties liées .....                                               | 43 |
| Gestion du risque et instruments financiers.....                                     | 44 |
| Communication de l'information et contrôles internes .....                           | 46 |
| Estimations comptables critiques.....                                                | 46 |
| Modification de méthodes et de pratiques comptables.....                             | 48 |
| Prises de position comptables futures.....                                           | 48 |
| Récapitulatif des résultats trimestriels .....                                       | 49 |

# 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 2022. La société vise un ratio de distribution des dividendes à long terme de 70 à 75 pour cent et, bien que ce ratio soit susceptible de dépasser cette cible au cours de la période visée par cette prévision et après, il devrait revenir à cette fourchette avec le temps.

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

Les marchés mondiaux de l'énergie sont confrontés à des changements importants et Emera est bien placée pour composer avec les demandes changeantes des clients, 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 atteindre ces objectifs et à réaliser sa vision de zéro émission nette tout en s'efforçant de maintenir un prix abordable, d'améliorer la fiabilité, d'adopter les technologies émergentes et de travailler de manière constructive avec les décideurs, les organismes de réglementation, les partenaires, les investisseurs et les communautés d'Emera.

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;
- des rajustements de réévaluation à la valeur du marché inclus dans la quote-part du bénéfice d'Emera liée aux activités commerciales de Bear Swamp Power Company LLC (« Bear Swamp »);
- de l'amortissement de la capacité de transport constaté à la suite de certaines opérations de commercialisation et de négociation d'Emera Energy;
- des rajustements de réévaluation à la valeur du marché liés à 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 » et « Principales données financières » du secteur « 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 du premier trimestre » pour plus de précisions sur la vente d'Emera Maine. Bien que le gain à la vente ait été exclu du résultat ajusté, le résultat pour le secteur Autres services publics d'électricité 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 du premier trimestre » ainsi qu'à la rubrique « Principales données financières » du secteur « Autres ».

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

| en millions de dollars canadiens<br>(sauf les montants par action)    | Trois mois clos les 31 mars |         |
|-----------------------------------------------------------------------|-----------------------------|---------|
|                                                                       | 2021                        | 2020    |
| Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires            | 273 \$                      | 523 \$  |
| Gain à la vente, après impôts et coûts de transaction                 | -                           | 321     |
| Pertes de valeur, après impôts                                        | -                           | (23)    |
| Gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts | 30                          | 32      |
| Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires     | 243 \$                      | 193 \$  |
| Résultat de base par action ordinaire                                 | 1,08 \$                     | 2,14 \$ |
| Résultat ajusté de base par action ordinaire                          | 0,96 \$                     | 0,79 \$ |

### 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 dont il est question ci-dessus.

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



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

| en millions de dollars canadiens                                                                       | Trois mois clos les 31 mars |          |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|----------|
|                                                                                                        | 2021                        | 2020     |
| Bénéfice net <sup>1)</sup>                                                                             | 285 \$                      | 535 \$   |
| Intérêts débiteurs nets                                                                                | 157                         | 184      |
| Charge d'impôts sur les bénéfices                                                                      | 56                          | 306      |
| Amortissement                                                                                          | 226                         | 231      |
| BAIIA                                                                                                  | 724 \$                      | 1 256 \$ |
| Gain à la vente, après impôts et coûts de transaction                                                  | -                           | 586      |
| Pertes de valeur                                                                                       | -                           | (22)     |
| Gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché, compte non tenu des impôts sur les bénéfices | 43                          | 45       |
| BAIIA ajusté                                                                                           | 681 \$                      | 647 \$   |

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

## RÉTROSPECTIVE FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

### Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice du premier trimestre

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

Les gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts ont diminué de 2 millions de dollars pour s'établir à 30 millions de dollars en 2021, contre 32 millions de dollars en 2020, en raison des variations des positions existantes, partiellement contrebalancées par la baisse de l'amortissement des actifs de transport du gaz naturel en 2021 par rapport à 2020 à Emera Energy et par la diminution des pertes sur les couvertures de flux de trésorerie de change.

#### Gain à la vente d'Emera Maine et pertes de valeur pour le premier trimestre de 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). Au premier trimestre de 2020, un gain à la vente de 586 millions de dollars (321 millions de dollars après impôts, ou 1,31 \$ 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 22 millions de dollars (23 millions de dollars après impôts) ont été comptabilisées sur certains autres actifs pour le premier trimestre de 2020.

## Principales données financières consolidées par secteur d'activité

| en millions de dollars canadiens                                      | Trois mois clos les 31 mars |        |
|-----------------------------------------------------------------------|-----------------------------|--------|
|                                                                       | 2021                        | 2020   |
| <b>Bénéfice net ajusté</b>                                            |                             |        |
| Services publics d'électricité de la Floride                          | 83 \$                       | 79 \$  |
| Services publics d'électricité canadiens                              | 88                          | 92     |
| Autres services publics d'électricité                                 | 7                           | 20     |
| Services publics de gaz naturel et infrastructure                     | 80                          | 70     |
| Autres                                                                | (15)                        | (68)   |
| Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires     | 243 \$                      | 193 \$ |
| Gain à la vente, après impôts et coûts de transaction                 | -                           | 321    |
| Pertes de valeur, après impôts                                        | -                           | (23)   |
| Gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts | 30                          | 32     |
| Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires            | 273 \$                      | 523 \$ |

Le tableau qui suit fait état des variations importantes du bénéfice net ajusté entre 2020 et 2021.

| en millions de dollars canadiens                                                                                                                                                                                                                  | Trois mois clos le 31 mars |               |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|---------------|
| <b>Bénéfice net ajusté – 2020</b>                                                                                                                                                                                                                 |                            | <b>193 \$</b> |
| <b>Rendement des unités d'exploitation</b>                                                                                                                                                                                                        |                            |               |
| Augmentation du bénéfice à Emera Energy Services (« EES ») découlant de conditions de marché favorables liées à des températures plus froides                                                                                                     |                            | 17            |
| 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 <sup>er</sup> janvier 2021 et de la croissance de la clientèle                                |                            | 10            |
| Diminution du bénéfice en raison de la vente d'Emera Maine au premier trimestre de 2020                                                                                                                                                           |                            | (6)           |
| <b>Impôts</b>                                                                                                                                                                                                                                     |                            |               |
| 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)          |
| <b>Siège social</b>                                                                                                                                                                                                                               |                            |               |
| Diminution des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales, avant impôts, attribuable à une baisse de la rémunération incitative à long terme                                                                                      |                            | 16            |
| Diminution des intérêts débiteurs, avant impôts, attribuable au remboursement de la dette, à l'incidence du renforcement du dollar canadien et à la baisse des taux d'intérêt                                                                     |                            | 13            |
| <b>Autres écarts</b>                                                                                                                                                                                                                              |                            | (4)           |
| <b>Bénéfice net ajusté – 2021</b>                                                                                                                                                                                                                 |                            | <b>243 \$</b> |

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

| en millions de dollars canadiens                                                  | Trois mois clos les 31 mars |        |
|-----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|--------|
|                                                                                   | 2021                        | 2020   |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation avant la variation du fonds de roulement | 340 \$                      | 502 \$ |
| Variation du fonds de roulement                                                   | (41)                        | (74)   |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation                              | 299 \$                      | 428 \$ |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement                            | (478) \$                    | 746 \$ |
| Flux de trésorerie liés aux activités de financement                              | 196 \$                      | 165 \$ |

| en millions de dollars canadiens                                              | Au 31 mars 2021 | Au 31 décembre 2020 |
|-------------------------------------------------------------------------------|-----------------|---------------------|
| Total de l'actif                                                              | 31 371 \$       | 31 234 \$           |
| Total de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an) | 14 728 \$       | 13 721 \$           |

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

## Faits saillants de l'état des résultats consolidé

| en millions de dollars canadiens<br>(sauf les montants par action)             | Trois mois clos les 31 mars |           |           |
|--------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|-----------|-----------|
|                                                                                | 2021                        | 2020      | Variation |
| Produits d'exploitation                                                        | 1 612 \$                    | 1 637 \$  | (25) \$   |
| Charges d'exploitation                                                         | 1 175                       | 1 238     | 63        |
| Bénéfice d'exploitation                                                        | 437                         | 399       | 38        |
| Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites             | 41                          | 41        | -         |
| Autres produits nets (charges nettes)                                          | 20                          | 585       | (565)     |
| Intérêts débiteurs nets                                                        | 157                         | 184       | 27        |
| Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices                               | 56                          | 306       | 250       |
| Bénéfice net                                                                   | 285                         | 535       | (250)     |
| Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires                     | 273                         | 523       | (250)     |
| Gain à la vente, après impôts et coûts de transaction                          | -                           | 321       | (321)     |
| Pertes de valeur, après impôts                                                 | -                           | (23)      | 23        |
| Gains (pertes) découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts | 30                          | 32        | (2)       |
| Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires              | 243 \$                      | 193 \$    | 50 \$     |
| Résultat de base par action ordinaire                                          | 1,08 \$                     | 2,14 \$   | (1,1) \$  |
| Résultat dilué par action ordinaire                                            | 1,08 \$                     | 2,13 \$   | (1,1) \$  |
| Résultat ajusté de base par action ordinaire                                   | 0,96 \$                     | 0,79 \$   | 0,170 \$  |
| Dividendes par action ordinaire déclarés                                       | 0,6375 \$                   | 0,6125 \$ | 0,0250 \$ |
| BAIIA ajusté                                                                   | 681 \$                      | 647 \$    | 34 \$     |

## Produits d'exploitation

Les produits d'exploitation ont diminué de 25 millions de dollars au premier trimestre de 2021 comparativement au premier trimestre de 2020. Abstraction faite de la diminution de 20 millions de dollars des gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché, les produits d'exploitation ont diminué de 5 millions de dollars, en raison des facteurs suivants :

- 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;
- une diminution de 48 millions de dollars enregistrée par le secteur Services publics d'électricité de la Floride en raison de l'incidence du raffermissement du dollar canadien et de la baisse des produits des ventes au tarif de base attribuable aux températures plus clémentes par rapport à l'exercice précédent;
- une diminution de 18 millions de dollars enregistrée par le secteur Autres services publics d'électricité, attribuable à l'incidence du raffermissement du dollar canadien, à la baisse des produits liés au combustible qui a découlé de la diminution des prix du mazout à BLPC et à la diminution des ventes auprès des clients du secteur commercial attribuable à l'incidence de la pandémie de COVID-19 à BLPC et à GBPC;
- une diminution de 15 millions de dollars à NSPI enregistrée par le secteur Services publics d'électricité canadiens en raison de la baisse de l'évaluation rendue au sujet du lien maritime comprise dans les produits par rapport aux coûts en 2020, de la baisse du volume des ventes attribuable aux températures plus chaudes et de la diminution du volume des ventes auprès des clients du secteur commercial attribuable à l'incidence de la pandémie de COVID-19. Cette diminution a été partiellement contrebalancée par l'augmentation du prix lié au combustible et par l'augmentation des volumes des ventes dans le secteur résidentiel résultant de l'incidence de la pandémie de COVID-19.

Ces incidences ont été partiellement contrebalancées par :

- une augmentation de 62 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<sup>er</sup> 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 une baisse des produits au titre de l'optimisation des actifs à NMGC;
- une augmentation de 47 millions de dollars enregistrée par le secteur Services publics d'électricité de la Floride en raison de l'augmentation des produits liés à une clause de recouvrement des coûts du combustible attribuable à une hausse du coût du combustible, de la mise en service de projets de production d'énergie solaire supplémentaires et de la croissance de la clientèle;
- une augmentation de 26 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. Se reporter à la rubrique « Principales données financières » du secteur « Autres » d'Emera Energy.

## Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation ont diminué de 63 millions de dollars au premier trimestre de 2021 comparativement au premier trimestre de 2020. Abstraction faite des pertes de valeur de 22 millions de dollars comptabilisées en 2020, les charges d'exploitation ont diminué de 41 millions de dollars, en raison des facteurs suivants :

- une diminution de 48 millions de dollars enregistrée par le secteur Autres services publics d'électricité attribuable essentiellement à la vente d'Emera Maine au premier trimestre de 2020;

- une diminution de 19 millions de dollars enregistrée par le secteur Autres services publics d'électricité en raison de la baisse des prix du mazout à BLPC;
- une diminution de 16 millions de dollars enregistrée par le secteur Autres en raison de la baisse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales au siège social, reflétant une diminution de la rémunération incitative à long terme;
- une diminution de 9 millions de dollars enregistrée par le secteur Services publics d'électricité canadiens à NSPI, en raison des changements apportés aux reports réglementaires, partiellement contrebalancés par l'augmentation des charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité.

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

- une augmentation de 49 millions de dollars enregistrée par le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure découlant de l'augmentation des prix du gaz à NMGC et à PGS, partiellement contrebalancée par la baisse des volumes d'approvisionnement du réseau.

### **Autres produits nets**

La diminution des autres produits nets enregistrée au premier trimestre de 2021 par rapport au premier trimestre de 2020 découle principalement du gain avant impôts à la vente d'Emera Maine au premier trimestre de 2020.

### **Intérêts débiteurs nets**

Les intérêts débiteurs nets ont diminué au premier trimestre de 2021 par rapport au premier trimestre de 2020 en raison du remboursement de la dette, de l'incidence du renforcement du dollar canadien et de la baisse des taux d'intérêt.

### **Charge d'impôts sur les bénéfices**

La diminution de la charge d'impôts sur les bénéfices pour le premier trimestre de 2021, par rapport au premier trimestre de 2020, résulte principalement du gain à la vente d'Emera Maine au premier trimestre de 2020.

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

Pour le premier trimestre de 2021, la baisse du bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires par rapport à la période correspondante de 2020 reflète l'incidence défavorable du gain à la vente d'Emera Maine en 2020 de 321 millions de dollars après impôts, de l'incidence défavorable de la diminution de 2 millions de dollars des gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts et de l'incidence favorable de la perte de valeur de 23 millions de dollars après impôts comptabilisée en 2020. Abstraction faite du gain net à la vente d'Emera Maine, des variations 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 50 millions de dollars. L'augmentation s'explique par l'apport accru d'EES et du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure, 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 des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales et des intérêts débiteurs du siège social. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la comptabilisation en 2020 d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés reporté comme un passif réglementaire en 2018 à BLPC, par l'incidence du renforcement du dollar canadien et par la baisse du bénéfice provenant de 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 premier trimestre 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 au premier trimestre 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 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<br>31 mars | Exercice clos le<br>31 décembre |
|-------------------------------------------------------|----------------|--------------------------------|---------------------------------|
|                                                       | <b>2021</b>    | 2020                           | 2020                            |
| Taux de change moyen pondéré \$ CA/\$ US              | <b>1,27 \$</b> | 1,34 \$                        | 1,34 \$                         |
| Taux de change \$ CA/\$ US à la clôture de la période | <b>1,26 \$</b> | 1,42 \$                        | 1,27 \$                         |

Le renforcement du dollar canadien a entraîné une diminution de 11 millions de dollars du bénéfice et de 9 millions de dollars du bénéfice ajusté au premier trimestre de 2021 par rapport au premier trimestre 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 31 mars |              |
|-----------------------------------------------------------------|-----------------------------|--------------|
|                                                                 | 2021                        | 2020         |
| Services publics d'électricité de la Floride                    | 65 \$                       | 59 \$        |
| Autres services publics d'électricité                           | 6                           | 15           |
| Services publics de gaz naturel et infrastructure <sup>1)</sup> | 56                          | 45           |
|                                                                 | 127                         | 119          |
| Secteur Autres <sup>2)</sup>                                    | (2)                         | (23)         |
| <b>Total</b>                                                    | <b>125 \$</b>               | <b>96 \$</b> |

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

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

## SURVOL DE L'ENTREPRISE ET PERSPECTIVES COMMERCIALES

### Pandémie de COVID-19

La pandémie de COVID-19 en cours continue de toucher toutes les zones de service dans lesquelles Emera exerce ses activités. Les services publics d'Emera fournissent des services essentiels et continuent à fonctionner pour répondre à la demande des clients. Les priorités de la société restent la prestation fiable de services énergétiques essentiels 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.

La pandémie a entraîné globalement une baisse des charges et une augmentation des coûts d'exploitation par rapport à ceux qu'auraient autrement connus les services publics de la société. Certains des services publics d'Emera ont été davantage touchés que d'autres. Toutefois, sur une base consolidée, ces incidences défavorables n'ont eu aucun effet important sur le bénéfice net à ce jour en 2021, principalement du fait d'un changement dans la composition des ventes auprès des catégories de clients. La diminution des ventes aux clients commerciaux et industriels a été en partie contrebalancée par l'augmentation des ventes aux clients résidentiels, qui contribuent davantage au recouvrement des coûts fixes. Les reports de projets d'investissement et les perturbations de la chaîne d'approvisionnement ont aussi été minimales jusqu'à présent. La direction continue à suivre de près la situation relative à la COVID-19.

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

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

Les services publics d'Emera continuent de collaborer avec les clients relativement à des initiatives d'allègement compte tenu de l'effet de la pandémie sur la capacité de paiement de ces derniers et de leurs besoins en matière de service continu. Les initiatives mises en œuvre par Emera comprennent notamment la suspension temporaire des débranchements pour non-paiement de factures et la mise au point de modalités de paiement lorsque nécessaire. Se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » pour plus de précisions sur le vieillissement des débiteurs clients et les ajustements des pertes de crédit.

Les répercussions potentielles futures de la COVID-19 sur les activités peuvent comprendre :

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

À ce jour, les éléments ci-dessus n'ont pas eu d'incidence financière importante sur la société. 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, le moment et l'efficacité de la vaccination, des mesures gouvernementales potentielles, de l'activité économique et de la consommation d'énergie dans l'avenir.

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. Ces perspectives sectorielles sont fondées sur les renseignements disponibles actuellement, mais l'incidence globale de la COVID-19 est inconnue pour l'instant.

## **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 inférieur 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 légèrement inférieur 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 9 avril 2021, Tampa Electric a demandé une hausse des tarifs de base reflétant des besoins de produits supplémentaires de 295 millions de dollars américains, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022. Les tarifs proposés pour 2022 par Tampa Electric comprennent le recouvrement des coûts de la première phase du projet de modernisation de la centrale Big Bend, l'investissement dans des projets d'énergie solaire à usage commercial de 225 MW, l'investissement dans les compteurs avancés et le recouvrement accéléré de la valeur comptable nette restante des actifs de charbon et autres actifs mis hors service. Tampa Electric a également demandé l'approbation de rajustements du tarif de base de production pour 2023 et 2024 totalisant environ 130 millions de dollars américains pour recouvrer les investissements restants dans le projet de modernisation de la centrale Big Bend et des projets d'énergie solaire à usage commercial supplémentaires dans les années à venir. Une décision de la FPSC est attendue pour la fin de 2021.

Les dépenses en immobilisations du secteur Services publics d'électricité de la Floride prévues pour 2021 sont d'environ 1,2 milliard de dollars américains (1,0 milliard de dollars américains en 2020), y compris la provision pour fonds utilisés pendant la construction (« 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. 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 augmentera à la livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse d'électricité transmise par l'entremise du lien maritime à partir du projet hydroélectrique de Muskrat Falls (« Muskrat Falls »). Le bloc de la Nouvelle-Écosse 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. NSPI a la possibilité d'acheter de l'électricité supplémentaire au prix du marché de Nalcor Energy (« Nalcor ») dans le cadre 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 en vertu de cette entente. Nalcor continue de travailler à l'achèvement de la construction et à la mise en service définitive en 2021 des projets du cours inférieur du fleuve Churchill (y compris Muskrat Falls et LIL), la livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse devant commencer au deuxième semestre de 2021.

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.

En 2021, les dépenses en immobilisations de NSPI devraient s'élever à environ 395 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 environ 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 de 10 millions de dollars et à un report potentiel à long terme de frais d'amortissement d'environ 23 millions de dollars, en fonction du moment où débutera la livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse. Un montant d'environ 162 millions de dollars est inclus dans les tarifs de NSPI. NSPML prévoit déposer en 2021 une demande auprès de la Régie visant à fixer les taux de recouvrement des coûts associés au lien maritime en 2022. NSPML prévoit déposer une demande des coûts d'investissement finale auprès de la Régie lors du début de la livraison du bloc énergétique de la Nouvelle-Écosse à partir du projet hydroélectrique de Muskrat Falls, qui devrait avoir lieu au deuxième semestre de 2021.

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 continue de travailler à la mise en service finale du projet en 2021.

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 641 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 231 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.

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

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

## **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 (se reporter à la rubrique « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice du premier trimestre », le bénéfice du secteur Autres services publics d'électricité devrait augmenter en 2021 par rapport à l'exercice précédent en raison de la hausse du bénéfice en 2021, à mesure que les économies locales commenceront à se remettre des incidences de la COVID-19 et que la reprise se poursuit après le passage de l'ouragan Dorian à GBPC. Depuis le premier trimestre de 2021, GBPC a comptabilisé le produit restant des assureurs en ce qui concerne la réclamation liée à l'ouragan Dorian.

Au premier trimestre de 2021, GBPC a informé la GBPA de son intention de soumettre une proposition de plan tarifaire en 2021.

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

En 2021, les dépenses en immobilisations du secteur Autres services publics d'électricité devraient s'élever à environ 120 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, y compris les énergies renouvelables et le stockage dans des batteries. BLPC prévoit finaliser l'installation d'une usine de moteurs diesel de 33 MW au cours du deuxième trimestre de 2021. 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. En supposant des conditions météorologiques normales, 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 devrait être 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 110 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. La demande propose de recouvrer les 110 millions de dollars américains sur une période de 30 mois à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2021. Une décision est attendue d'ici la fin du deuxième trimestre de 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 Technologies LLC (« ETL ») et Emera Energy. 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. 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.

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. On s'attend généralement à ce qu'EES réalise un bénéfice net ajusté annuel de 15 à 30 millions de dollars américains (marge de 45 à 70 millions de dollars américains), lequel peut dépasser cette fourchette dans des conditions de marché favorables. La pandémie de COVID-19 demeure un défi pour l'ensemble de l'économie, mais elle devrait continuer à avoir une incidence limitée sur les activités d'EES, à moins que les circonstances ne se détériorent considérablement.

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 diminution des intérêts débiteurs, de la baisse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales et la hausse du bénéfice d'EES. 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 31 mars 2021 incluent ce qui suit :

| en millions de dollars canadiens                                                         | Augmentation<br>(diminution) | Explication                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Actif</b>                                                                             |                              |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| Actifs réglementaires (à court terme et à long terme)                                    | <b>128 \$</b>                | Augmentation résultant du recouvrement des coûts du gaz lié à l'événement hivernal de NMGC et de l'augmentation de l'actif réglementaire d'impôts à NSPI. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par les reports liés aux instruments dérivés à NSPI.                                                                                                    |
| Goodwill                                                                                 | <b>(71)</b>                  | Diminution attribuable à l'incidence du raffermissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères d'Emera.                                                                                                                                                                                                                     |
| <b>Passif et capitaux propres</b>                                                        |                              |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| Dette à court terme et dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an) | <b>124 \$</b>                | Augmentation attribuable à l'émission de titres de créance à long terme à TEC et à NMGC. Cette augmentation a été en partie contrebalancée par les remboursements nets sur les facilités de crédit et sur la dette à long terme à TEC et par l'incidence du raffermissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères d'Emera. |
| Créditeurs                                                                               | <b>(130)</b>                 | Diminution attribuable au calendrier des paiements à Tampa Electric, à PGS, à NSPI et à NMGC, ainsi qu'à l'incidence du raffermissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères d'Emera.                                                                                                                                     |
| Passifs d'impôts reportés, déduction faite des actifs d'impôts reportés                  | <b>54</b>                    | Augmentation attribuable aux déductions fiscales en excédent de l'amortissement comptable lié aux immobilisations corporelles.                                                                                                                                                                                                                                          |
| Instruments dérivés (à court terme et à long terme)                                      | <b>(58)</b>                  | Diminution attribuable à la contre-passation de contrats de 2020, partiellement contrebalancée par la conclusion de nouveaux contrats en 2021 à Emera Energy.                                                                                                                                                                                                           |
| Autres passifs (à court terme et à long terme)                                           | <b>75</b>                    | 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                                                                       | <b>111</b>                   | Hausse découlant des actions émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et du programme d'émission d'actions au cours du marché d'Emera.                                                                                                                                                                                                            |
| Cumul des autres éléments du résultat étendu                                             | <b>(66)</b>                  | Baisse attribuable à l'incidence du raffermissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères d'Emera.                                                                                                                                                                                                                         |
| Bénéfices non répartis                                                                   | <b>113</b>                   | Augmentation attribuable au bénéfice net en excédent des dividendes payés.                                                                                                                                                                                                                                                                                              |

# FAITS RÉCENTS

## Actions privilégiées

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 sera affecté aux frais généraux de la société.

## INFORMATIONS SUR LES ACTIONS EN CIRCULATION

### Actions ordinaires

|                                                                                                         | Millions<br>d'actions | Millions<br>de dollars<br>canadiens |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|-------------------------------------|
| <b>Émises et en circulation :</b>                                                                       |                       |                                     |
| Solde au 31 décembre 2019                                                                               | 242,48                | 6 216 \$                            |
| Émission d'actions ordinaires <sup>1)</sup>                                                             | 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 <sup>2)</sup>                                                             | 0,94                  | 50                                  |
| Émises contre trésorerie aux termes de régimes d'achat, au cours du marché                              | 1,18                  | 60                                  |
| Escompte sur les actions achetées aux termes du régime de réinvestissement des dividendes               | -                     | (1)                                 |
| Options exercées aux termes d'un régime d'options d'achat d'actions à l'intention des cadres supérieurs | 0,01                  | 1                                   |
| Régime d'achat d'actions à l'intention des employés                                                     | -                     | 1                                   |
| <b>Solde au 31 mars 2021</b>                                                                            | <b>253,56</b>         | <b>6 816 \$</b>                     |

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 premier trimestre de 2021, 940 100 actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM d'Emera au prix moyen de 53,57 \$ l'action, pour un produit brut de 50 millions de dollars (50 millions de dollars déduction faite des frais d'émission). Au 31 mars 2021, une limite de ventes brutes globale de 195 millions de dollars était toujours disponible aux fins d'émission aux termes du programme ACM.

Au 7 mai 2021, 253,7 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 253,5 millions d'actions pour le trimestre clos le 31 mars 2021 (244,7 millions d'actions en 2020).

# 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 31 mars |         |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|---------|
|                                                                                                                 | 2021                        | 2020    |
| Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité                                          | 447 \$                      | 421 \$  |
| Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité                                | 128 \$                      | 106 \$  |
| Contribution au bénéfice net consolidé                                                                          | 65 \$                       | 59 \$   |
| Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA                                                                  | 83 \$                       | 79 \$   |
| Contribution au résultat consolidé par action ordinaire de base – \$ CA                                         | 0,33 \$                     | 0,32 \$ |
| Taux de change moyen pondéré entre le dollar canadien et le dollar américain aux fins du calcul du bénéfice net | 1,28 \$                     | 1,34 \$ |
| <hr/>                                                                                                           |                             |         |
| BAIIA                                                                                                           | 197 \$                      | 184 \$  |
| BAIIA – \$ CA                                                                                                   | 251 \$                      | 248 \$  |

### Bénéfice net

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

| en millions de dollars américains                                                                                                                                                                                                                                                                                           | Trois mois clos le<br>31 mars |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|
| <b>Contribution au bénéfice net consolidé – 2020</b>                                                                                                                                                                                                                                                                        | <b>59 \$</b>                  |
| Augmentation des produits d'exploitation – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité » ci-après                                                                                                                                                                    | 26                            |
| 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                                                                                           | (22)                          |
| Diminution des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable à la baisse du coût des prestations, au moment des interruptions pour entretien prévues d'un trimestre à l'autre et à la baisse des coûts de main-d'œuvre en raison de la diminution de la quantité d'électricité produite au charbon | 10                            |
| Augmentation de l'amortissement attribuable à une hausse des immobilisations corporelles                                                                                                                                                                                                                                    | (7)                           |
| 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                             |
| Autres                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | (5)                           |
| <b>Contribution au bénéfice net consolidé – 2021</b>                                                                                                                                                                                                                                                                        | <b>65 \$</b>                  |

La contribution en dollars canadiens du secteur Services publics d'électricité de la Floride au bénéfice net consolidé a augmenté de 4 millions de dollars pour s'établir à 83 millions de dollars au premier trimestre de 2021, comparativement à 79 millions de dollars au premier trimestre de 2020. Le bénéfice a augmenté en raison de la baisse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales et de l'augmentation du bénéfice tiré de la PFUPC; ces hausses ont été partiellement contrebalancées par la baisse des produits des ventes au tarif de base en raison des conditions météorologiques défavorables et de la hausse de la charge d'amortissement.

L'incidence de la variation des taux de change a entraîné une diminution du bénéfice en dollars canadiens de 5 millions de dollars pour le premier trimestre de 2021.



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

Les produits tirés des ventes d'électricité ont augmenté de 26 millions de dollars pour s'établir à 447 millions de dollars au premier trimestre de 2021, en comparaison de 421 millions de dollars au premier trimestre de 2020, en raison principalement de 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 la baisse des produits des ventes au tarif de base. Les produits des ventes au tarif de base ont diminué en raison du temps doux par rapport à la période correspondante de 2020, ce qui a été partiellement contrebalancé par la hausse des tarifs de base découlant de la mise en service de projets de production d'énergie solaire supplémentaires et de la croissance de la clientèle.

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

### Produits tirés des ventes d'électricité au premier trimestre en millions de dollars américains

|                      | 2021   | 2020   |
|----------------------|--------|--------|
| Résidentiel          | 232 \$ | 205 \$ |
| Commercial           | 126    | 125    |
| Industriel           | 37     | 37     |
| Autres <sup>1)</sup> | 52     | 54     |
| Total                | 447 \$ | 421 \$ |

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 au premier trimestre<sup>1)</sup> Gigawattheure (« GWh »)

|             | 2021  | 2020  |
|-------------|-------|-------|
| Résidentiel | 2 053 | 1 880 |
| Commercial  | 1 325 | 1 373 |
| Industriel  | 474   | 497   |
| Autres      | 445   | 466   |
| Total       | 4 297 | 4 216 |

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 22 millions de dollars pour s'établir à 128 millions de dollars au premier trimestre de 2021, comparativement à 106 millions de dollars au premier trimestre de 2020, en raison de la hausse des prix du gaz naturel.

### Volumes de production au premier trimestre GWh

|                      | 2021  | 2020  |
|----------------------|-------|-------|
| Gaz naturel          | 3 407 | 4 105 |
| Solaire              | 286   | 234   |
| Charbon              | 406   | 181   |
| Achats d'électricité | 340   | 36    |
| Total                | 4 439 | 4 556 |

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

| en dollars américains               | 2021  | 2020  |
|-------------------------------------|-------|-------|
| Dollars par mégawattheure (« MWh ») | 29 \$ | 23 \$ |

Le coût moyen du combustible par MWh a augmenté au premier trimestre de 2021, comparativement au premier trimestre de 2020, en raison principalement de la hausse des prix du gaz naturel.

**Services publics d'électricité canadiens**

|                                                                                                | Trois mois clos les 31 mars |         |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|---------|
| en millions de dollars canadiens (sauf les montants par action)                                | 2021                        | 2020    |
| Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité                         | 443 \$                      | 458 \$  |
| Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité <sup>1)</sup> | 212 \$                      | 194 \$  |
| Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites                             | 26 \$                       | 27 \$   |
| Contribution au bénéfice net consolidé                                                         | 88 \$                       | 92 \$   |
| Contribution au bénéfice net consolidé de base par action ordinaire                            | 0,35 \$                     | 0,38 \$ |
| BAIIA                                                                                          | 190 \$                      | 193 \$  |

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 l'état des résultats consolidé résumé; toutefois, celui-ci est exclu dans l'analyse sectorielle.

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

|                                                                                     | Trois mois clos les 31 mars |              |
|-------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|--------------|
| en millions de dollars canadiens                                                    | 2021                        | 2020         |
| NSPI                                                                                | 62 \$                       | 65 \$        |
| Placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation dans NSPML | 13                          | 15           |
| Placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation dans LIL   | 13                          | 12           |
| <b>Contribution au bénéfice net consolidé</b>                                       | <b>88 \$</b>                | <b>92 \$</b> |

## 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<br>31 mars |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|
| <b>Contribution au bénéfice net consolidé – 2020</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | <b>92 \$</b>                  |
| Diminution des produits d'exploitation – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité » ci-après                                                                                                                                                                                                                                                           | (15)                          |
| 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                                                                                                                                                                                | (18)                          |
| 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. Cela a été partiellement contrebalancé par le remboursement aux clients en 2020. | 29                            |
| Augmentation de l'amortissement attribuable à la hausse des immobilisations corporelles                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | (3)                           |
| Diminution de la charge d'impôts sur les bénéfices découlant essentiellement du changement du taux d'imposition provincial de la Nouvelle-Écosse au cours de l'exercice précédent                                                                                                                                                                                                                                | 2                             |
| Autres                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | 1                             |
| <b>Contribution au bénéfice net consolidé – 2021</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | <b>88 \$</b>                  |

La contribution du secteur Services publics d'électricité canadiens au bénéfice net consolidé a diminué au premier trimestre de 2021, en raison principalement de l'apport moindre de NSPI. Cette diminution s'explique par la baisse de l'évaluation rendue au sujet du lien maritime comprise dans les produits par rapport aux coûts en 2020, par la baisse du volume des ventes attribuable aux températures plus chaudes et par l'augmentation des coûts du combustible. Cette baisse a été partiellement contrebalancée par la diminution de la charge au titre du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible et par les reports de coûts fixes découlant du recouvrement insuffisant des coûts du combustible de la période considérée par rapport au recouvrement excédentaire des coûts du combustible au cours de l'exercice précédent; ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par un remboursement aux clients au cours de l'exercice précédent. Le bénéfice du premier trimestre de 2021 provenant des bénéfices en capitaux propres est conforme à celui du premier trimestre de 2020.

## NSPI

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

Les produits d'exploitation ont diminué de 15 millions de dollars pour s'établir à 443 millions de dollars au premier trimestre de 2021, comparativement à 458 millions de dollars au premier trimestre de 2020. La diminution découle principalement de l'évaluation moindre rendue au sujet du lien maritime comprise dans les produits par rapport à 2020, de la baisse des volumes des ventes en raison du temps plus chaud et de la diminution des volumes des ventes aux clients du secteur commercial, en raison de l'incidence de la pandémie de COVID-19. Cette baisse a été partiellement contrebalancée par l'augmentation du prix lié au combustible et par la hausse du volume des ventes du secteur résidentiel en raison de l'incidence de la COVID-19.

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 au premier trimestre

en millions de dollars canadiens

|             | 2021   | 2020   |
|-------------|--------|--------|
| Résidentiel | 259 \$ | 264 \$ |
| Commercial  | 114    | 120    |
| Industriel  | 56     | 56     |
| Autres      | 7      | 11     |
| Total       | 436 \$ | 451 \$ |

#### Volumes des ventes d'électricité au premier trimestre

GWh

|             | 2021  | 2020  |
|-------------|-------|-------|
| Résidentiel | 1 549 | 1 560 |
| Commercial  | 822   | 860   |
| Industriel  | 572   | 588   |
| Autres      | 43    | 76    |
| Total       | 2 986 | 3 084 |

#### 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 18 millions de dollars pour s'établir à 212 millions de dollars pour le premier trimestre de 2021, comparativement à 194 millions de dollars pour le premier trimestre de 2020, en raison de la variation de la composition des sources de production et d'une augmentation des prix des produits de base, en partie contrebalancées par la baisse du volume des ventes.

#### Volumes de production au premier trimestre

GWh

|                                                                              | 2021  | 2020  |
|------------------------------------------------------------------------------|-------|-------|
| Charbon                                                                      | 1 654 | 1 595 |
| Gaz naturel                                                                  | 313   | 474   |
| Coke de pétrole                                                              | 206   | 272   |
| Achats d'électricité – autres                                                | 139   | 119   |
| Mazout                                                                       | 51    | 10    |
| Total – énergie non renouvelable                                             | 2 363 | 2 470 |
| Achats d'électricité – producteurs d'électricité indépendants (« PEI »)      | 361   | 335   |
| Énergie éolienne et hydroélectricité                                         | 305   | 341   |
| Achats d'électricité – programme de tarifs de rachat garantis communautaires | 151   | 147   |
| Biomasse                                                                     | 37    | 11    |
| Total – énergie renouvelable                                                 | 854   | 834   |
| Total des volumes de production                                              | 3 217 | 3 304 |

#### Coût moyen du combustible au premier trimestre

|                 | 2021  | 2020  |
|-----------------|-------|-------|
| Dollars par MWh | 66 \$ | 59 \$ |

Le coût moyen du combustible par MWh a augmenté au premier trimestre de 2021 par rapport au premier trimestre de 2020, en raison principalement de la variation de la composition des sources de production découlant de l'augmentation de l'achat d'électricité, de l'augmentation de la production d'électricité à base de mazout ou de biomasse, partiellement contrebalancée par une baisse de la production à partir du gaz naturel. De plus, une baisse de la production éolienne et hydroélectrique que possède NSPI, sans coûts du combustible associés, a eu une incidence défavorable sur la composition des sources de production. L'augmentation des prix des produits de base a également contribué à l'augmentation du coût moyen du combustible d'un trimestre à l'autre.

Le solde du passif réglementaire lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible de NSPI a diminué de 19 millions de dollars par rapport à celui de 21 millions de dollars inscrit au 31 décembre 2020 pour s'établir à 2 millions de dollars au 31 mars 2021, en raison 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 du premier trimestre » pour plus de précisions.

| en millions de dollars américains (sauf les montants par action)                                                | Trois mois clos les 31 mars |         |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|---------|
|                                                                                                                 | 2021                        | 2020    |
| Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité                                          | 74 \$                       | 127 \$  |
| Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité <sup>1)</sup>                  | 33 \$                       | 50 \$   |
| Contribution ajustée au bénéfice net consolidé                                                                  | 6 \$                        | 15 \$   |
| Contribution ajustée au bénéfice net consolidé – \$ CA                                                          | 7 \$                        | 20 \$   |
| Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché des titres de capitaux propres après impôts     | - \$                        | (2) \$  |
| Contribution au bénéfice net consolidé                                                                          | 6 \$                        | 13 \$   |
| Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA                                                                  | 7 \$                        | 17 \$   |
| Contribution ajustée au résultat consolidé de base par action ordinaire – \$ CA                                 | 0,03 \$                     | 0,08 \$ |
| Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire – \$ CA                                         | 0,03 \$                     | 0,07 \$ |
| Taux de change moyen pondéré entre le dollar canadien et le dollar américain aux fins du calcul du bénéfice net | 1,26 \$                     | 1,37 \$ |
| BAIIA ajusté                                                                                                    | 22 \$                       | 40 \$   |
| BAIIA ajusté – \$ CA                                                                                            | 28 \$                       | 54 \$   |

1) Des charges découlant des installations de transport regroupées en 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 31 mars |              |
|-------------------------------------------------------|-----------------------------|--------------|
|                                                       | 2021                        | 2020         |
| GBPC                                                  | 5 \$                        | 1 \$         |
| BLPC                                                  | 2                           | 11           |
| Emera Maine                                           | -                           | 4            |
| Autres                                                | (1)                         | (1)          |
| <b>Contribution ajustée au bénéfice net consolidé</b> | <b>6 \$</b>                 | <b>15 \$</b> |

Si l'on ne tient pas compte de la variation découlant de la réévaluation à la valeur du marché, la contribution du secteur Autres services publics d'électricité au bénéfice net consolidé en dollars canadiens a diminué de 13 millions de dollars pour s'établir à 7 millions de dollars au premier trimestre de 2021, en comparaison de 20 millions de dollars au premier trimestre de 2020. La vente d'Emera Maine a donné lieu à une baisse du bénéfice de 6 millions de dollars. La contribution de BLPC a diminué en raison de la comptabilisation d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices précédemment reporté de 10 millions de dollars 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 la comptabilisation par GBPC du produit des assurances en ce qui concerne la réclamation liée à l'ouragan Dorian. Le taux de change a réduit le bénéfice et le bénéfice ajusté de 1 million de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2021.

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

Les produits d'exploitation ont diminué de 53 millions de dollars pour s'établir à 74 millions de dollars au premier trimestre de 2021, comparativement à 127 millions de dollars au premier trimestre de 2020. Les diminutions découlent de la vente d'Emera Maine, de la baisse des produits liés au combustible à BLPC attribuable à la diminution des prix du mazout et à l'incidence de la pandémie de COVID-19.

Les volumes des ventes d'électricité ont été de 289 GWh au premier trimestre de 2021, contre 818 GWh au premier trimestre 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 diminué de 17 millions de dollars pour s'établir à 33 millions de dollars au premier trimestre de 2021, comparativement à 50 millions de dollars au premier trimestre de 2020, en raison principalement de la baisse des coûts du mazout à BLPC.

## 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 31 mars |         |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|---------|
|                                                                                                                 | 2021                        | 2020    |
| Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz <sup>1)</sup>                                     | 312 \$                      | 250 \$  |
| Produits d'exploitation non réglementés                                                                         | 3                           | 3       |
| Total des produits d'exploitation                                                                               | 315 \$                      | 253 \$  |
| Coût réglementé du gaz naturel                                                                                  | 124 \$                      | 81 \$   |
| Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites                                              | 4 \$                        | 3 \$    |
| Contribution au bénéfice net consolidé                                                                          | 63 \$                       | 53 \$   |
| Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA                                                                  | 80 \$                       | 70 \$   |
| Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire – \$ CA                                         | 0,32 \$                     | 0,29 \$ |
| Taux de change moyen pondéré entre le dollar canadien et le dollar américain aux fins du calcul du bénéfice net | 1,27 \$                     | 1,33 \$ |
| BAIIA                                                                                                           | 118 \$                      | 103 \$  |
| BAIIA – \$ CA                                                                                                   | 150 \$                      | 137 \$  |

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 (11 millions de dollars en 2020); 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 31 mars |              |
|-----------------------------------------------|-----------------------------|--------------|
|                                               | 2021                        | 2020         |
| PGS                                           | 27 \$                       | 18 \$        |
| NMGC                                          | 24                          | 23           |
| Autres                                        | 12                          | 12           |
| <b>Contribution au bénéfice net consolidé</b> | <b>63 \$</b>                | <b>53 \$</b> |

### Bénéfice net

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

| en millions de dollars américains                                                                                                                                       | Trois mois clos le<br>31 mars |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|
| <b>Contribution au bénéfice net consolidé – 2020</b>                                                                                                                    | <b>53 \$</b>                  |
| 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 | 62                            |
| Augmentation du coût du gaz naturel vendu – se reporter à la rubrique « Coût réglementé du gaz naturel » ci-après                                                       | (43)                          |
| Augmentation des charges d'amortissement en raison de la hausse des immobilisations corporelles                                                                         | (3)                           |
| Autres                                                                                                                                                                  | (6)                           |
| <b>Contribution au bénéfice net consolidé – 2021</b>                                                                                                                    | <b>63 \$</b>                  |

La contribution au bénéfice net consolidé en dollars canadiens du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure a augmenté de 10 millions de dollars pour s'établir à 80 millions de dollars au premier trimestre de 2021 comparativement à 70 millions de dollars au premier trimestre de 2020, en raison de la hausse des produits des ventes au tarif de base de PGS qui a découlé d'une hausse des tarifs de base et de la croissance de la clientèle.

L'incidence de la variation des taux de change a entraîné une diminution du bénéfice en dollars canadiens de 4 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2021.

### Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz

Les produits d'exploitation ont augmenté de 62 millions de dollars pour s'établir à 312 millions de dollars au premier trimestre de 2021, comparativement à 250 millions de dollars au premier trimestre de 2020, en raison d'une hausse des tarifs de base à PGS et à NMGC à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2021, de la croissance de la clientèle à PGS et de 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. Cette augmentation a été en partie contrebalancée par une baisse des produits au titre de l'optimisation des actifs à NMGC.

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 au premier trimestre

en millions de dollars américains

|                          | 2021   | 2020   |
|--------------------------|--------|--------|
| Résidentiel              | 172 \$ | 126 \$ |
| Commercial               | 90     | 67     |
| Industriel <sup>1)</sup> | 12     | 10     |
| Autres <sup>2)</sup>     | 27     | 36     |
| Total <sup>3)</sup>      | 301 \$ | 239 \$ |

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 (11 millions de dollars en 2020).

#### Volume des ventes de gaz au premier trimestre

Thermies (en millions)

|             | 2021 | 2020 |
|-------------|------|------|
| Résidentiel | 188  | 172  |
| Commercial  | 242  | 251  |
| Industriel  | 367  | 387  |
| Autres      | 47   | 97   |
| Total       | 844  | 907  |

#### Coût réglementé du gaz naturel

Le coût réglementé du gaz naturel a augmenté de 43 millions de dollars pour s'établir à 124 millions de dollars au premier trimestre de 2021, comparativement à 81 millions de dollars au premier trimestre de 2020, en raison de la hausse des prix du gaz, partiellement contrebalancée par une diminution du volume des ventes au titre de l'approvisionnement du réseau.

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

#### Volume des ventes de gaz par type au premier trimestre

Thermies (en millions)

|                             | 2021 | 2020 |
|-----------------------------|------|------|
| Approvisionnement du réseau | 266  | 275  |
| Transport                   | 578  | 632  |
| Total                       | 844  | 907  |



## Autres

| en millions de dollars canadiens (sauf les montants par action)                | Trois mois clos les 31 mars |              |
|--------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|--------------|
|                                                                                | 2021                        | 2020         |
| Marge sur les activités de commercialisation et de négociation <sup>1)2)</sup> | 67 \$                       | 41 \$        |
| Autres produits d'exploitation non réglementés                                 | 8                           | 9            |
| Total des produits d'exploitation – activités non réglementées                 | 75 \$                       | 50 \$        |
| Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites             | 7 \$                        | 9 \$         |
| Contribution ajustée au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée)   | (15) \$                     | (68) \$      |
| Gain à la vente, déduction faite des coûts de transaction                      | -                           | 321          |
| Pertes de valeur, après impôts                                                 | -                           | (23)         |
| Gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts           | 30                          | 35           |
| Contribution au bénéfice net consolidé                                         | 15 \$                       | 265 \$       |
| Contribution ajustée au résultat consolidé de base par action ordinaire        | (0,06) \$                   | (0,28) \$    |
| Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire                | 0,06 \$                     | 1,08 \$      |
| <b>BALIA ajusté</b>                                                            | <b>65 \$</b>                | <b>17 \$</b> |

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 un gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché avant impôts de 38 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2021 (un gain de 63 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 31 mars |                |
|-------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|----------------|
|                                                                                     | 2021                        | 2020           |
| Emera Energy                                                                        | 43 \$                       | 21 \$          |
| Siège social – se reporter à la répartition de la contribution ajustée ci-dessous   | (54)                        | (87)           |
| Emera Technologies                                                                  | (3)                         | (2)            |
| Autres                                                                              | (1)                         | -              |
| <b>Contribution ajustée au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée)</b> | <b>(15) \$</b>              | <b>(68) \$</b> |

## Bénéfice net

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

| en millions de dollars canadiens                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | Trois mois clos le<br>31 mars |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|
| <b>Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée) – 2020</b>                                                                                                                                                                                                                                                                      | <b>265 \$</b>                 |
| Hausse de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation – se reporter à la rubrique « Emera Energy »                                                                                                                                                                                                                                | 26                            |
| Diminution des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable à une baisse de la rémunération incitative à long terme                                                                                                                                                                                                           | 16                            |
| Diminution des intérêts débiteurs liée au remboursement de la dette, à l'incidence du renforcement du dollar canadien et à la baisse des taux d'intérêt                                                                                                                                                                                                 | 13                            |
| 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                            |
| Gain de change réalisé sur les couvertures de flux de trésorerie pour couvrir l'exposition du bénéfice au risque de fluctuation du taux de change                                                                                                                                                                                                       | 5                             |
| Diminution des gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché, après impôts, attribuable principalement à la variation des positions existantes, partiellement contrebalancée par la diminution de l'amortissement des actifs de transport du gaz naturel et par la diminution des pertes de change sur les couvertures de flux de trésorerie | (4)                           |
| Diminution du recouvrement d'impôts sur les bénéfices principalement attribuable à la baisse des pertes avant la charge d'impôts sur les bénéfices                                                                                                                                                                                                      | (21)                          |
| Gain à la vente et pertes de valeur en 2020, après impôts                                                                                                                                                                                                                                                                                               | (298)                         |
| Autres                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 2                             |
| <b>Contribution au bénéfice net consolidé – 2021</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | <b>15 \$</b>                  |

## Emera Energy

La marge sur les activités de commercialisation et de négociation a augmenté de 26 millions de dollars pour s'établir à 67 millions de dollars au premier trimestre de 2021, comparativement à 41 millions de dollars au premier trimestre de 2020. L'événement météorologique extrême de la mi-février dans le centre-sud des États-Unis a fortement augmenté les prix et la volatilité sur les marchés adjacents où Emera Energy est présente, et 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.

## Siège social

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

| en millions de dollars canadiens                                                                                                                                                                                             | Trois mois clos les 31 mars |                |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|----------------|
|                                                                                                                                                                                                                              | 2021                        | 2020           |
| Charges d'exploitation <sup>1)</sup>                                                                                                                                                                                         | - \$                        | 16 \$          |
| Intérêts débiteurs                                                                                                                                                                                                           | 68                          | 81             |
| Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices                                                                                                                                                                             | (18)                        | (33)           |
| Dividendes sur actions privilégiées                                                                                                                                                                                          | 11                          | 11             |
| Charge d'impôts sur les bénéfices liée à la réévaluation des actifs et passifs<br>d'impôts reportés du siège social en raison de la réduction du taux d'imposition<br>des sociétés de la province de Nouvelle-Écosse en 2020 | -                           | 9              |
| Autres                                                                                                                                                                                                                       | (7)                         | 3              |
| <b>Contribution ajustée au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée)</b>                                                                                                                                          | <b>(54) \$</b>              | <b>(87) \$</b> |

1) Le poste « charges d'exploitation » comprend les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales ainsi que l'amortissement. Au cours du trimestre clos le 31 mars 2021, les charges d'exploitation ont été contrebalancées par une baisse de la rémunération incitative à long terme. La valeur de la rémunération incitative à long terme et les couvertures connexes subissent l'incidence des variations du cours de l'action d'Emera à la clôture de la période.

## 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 qui en ont découlé pour faire face à cette pandémie, ont entraîné un ralentissement économique dans tous les marchés desservis par Emera. La cadence et la vigueur de la reprise économique sont incertaines et peuvent varier d'un territoire à l'autre.

La pandémie a entraîné globalement une baisse des charges et une augmentation des coûts d'exploitation par rapport à ceux qu'auraient autrement connus les services publics de la société. Certains des services publics d'Emera ont été davantage touchés que d'autres. Toutefois, sur une base consolidée, ces incidences défavorables n'ont eu aucun effet financier important à ce jour en 2021 sur le bénéfice net consolidé. Se reporter à la rubrique « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales — Pandémie de COVID-19 » pour plus de précisions. En 2020, en raison de la suspension temporaire des débranchements et des conditions économiques difficiles, les services publics de la société ont vu augmenter le vieillissement des débiteurs clients. Au premier trimestre de 2021, la plupart des services publics d'Emera ont repris les processus habituels de débranchement et de recouvrement et, par conséquent, cette tendance a continué à s'inverser et le vieillissement des débiteurs clients s'est amélioré. Il n'y a pas eu de défaillances importantes de clients à la suite de faillites et plusieurs comptes clients sont garantis par des dépôts. Au 31 mars 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. Les services publics continuent à surveiller les comptes clients et collaborent avec les clients quant aux modalités de paiement.

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

Les besoins futurs en trésorerie et en capital d'Emera se rapporteront surtout au fonds de roulement, à l'investissement en cours dans le domaine des activités au tarif de base, aux acquisitions d'entreprises, à l'investissement en installations nouvelles, aux dividendes et au service de la dette. Emera a mis en place un plan d'investissement en immobilisations de 7,4 milliards de dollars pour la période de 2021 à 2023 et qui présente un potentiel de capitaux supplémentaires de 1,2 milliard de dollars au cours de la même période. Ce plan comprend d'importants investissements dans le domaine des activités au tarif de base à l'échelle du portefeuille dans la production d'énergie renouvelable et plus propre, la modernisation des infrastructures et les technologies axées sur les besoins des clients. Les dépenses en immobilisations des services publics réglementés sont assujetties à l'approbation des organismes de réglementation. L'ampleur de l'incidence future de la COVID-19 sur le profil du plan d'investissement de la société ne peut être prévue pour le moment. 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. L'accès futur de la société aux capitaux pourrait être compromis par la poursuite éventuelle des perturbations du marché liées à la COVID-19.

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 2,0 milliards de dollars était non prélevée et disponible au 31 mars 2021. Au 31 mars 2021, la société détenait un solde de trésorerie de 268 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 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 trimestres clos les 31 mars 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) \$    |
| <b>Liés à ce qui suit :</b>                                                                                             |        |          |            |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement                           | 340    | 502      | (162)      |
| Variation du fonds de roulement                                                                                         | (41)   | (74)     | 33         |
| Activités d'exploitation                                                                                                | 299 \$ | 428 \$   | (129) \$   |
| Activités d'investissement                                                                                              | (478)  | 746      | (1 224)    |
| Activités de financement                                                                                                | 196    | 165      | 31         |
| Incidence des taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à restrictions | (3)    | (6)      | 3          |
| Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions à la clôture de la période                  | 268 \$ | 1 607 \$ | (1 339) \$ |

### Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont diminué de 129 millions de dollars pour s'établir à 299 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2021, comparativement à 428 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 162 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 à Tampa Electric 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.

Les variations du fonds de roulement ont entraîné une augmentation de 33 millions de dollars des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui est attribuable aux changements favorables apportés à la position de la garantie en trésorerie sur les instruments dérivés à NSPI et à Emera Energy. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le calendrier des paiements des crédateurs à Tampa Electric et à NSPI et par les variations défavorables des débiteurs à NMGC.

## **Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement**

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont augmenté de 1 224 millions de dollars, s'établissant à 478 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2021, en comparaison de flux de trésorerie provenant des activités d'investissement de 746 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. Cette diminution est attribuable au 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 491 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2021, contre 663 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. Les dépenses en immobilisations par secteur pour 2021 se détaillent comme suit :

- 244 millions de dollars pour le secteur Services publics d'électricité de la Floride (356 millions de dollars en 2020);
- 73 millions de dollars pour le secteur Services publics d'électricité canadiens (93 millions de dollars en 2020);
- 26 millions de dollars pour le secteur Autres services publics d'électricité (46 millions de dollars en 2020);
- 146 millions de dollars pour le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure (167 millions de dollars en 2020);
- 2 millions de dollars pour le secteur Autres (1 million 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 31 millions de dollars, s'établissant à 196 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2021, en comparaison de 165 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. Cette augmentation est attribuable au produit net tiré de l'émission de titres de créance à long terme à Tampa Electric et à NMGC en 2021 et au remboursement de titres de créance à long terme à TECO Finance en 2020. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation des remboursements nets des facilités de crédit engagées à Tampa Electric et à TECO Finance.

## Obligations contractuelles

Au 31 mars 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                                                                                    | 1 440 \$ | 520 \$   | 801 \$   | 784 \$   | 227 \$   | 11 069 \$    | 14 841 \$ |
| Obligations liées au paiement des intérêts <sup>1)</sup>                                                            | 579      | 581      | 560      | 546      | 527      | 6 937        | 9 730     |
| Transport <sup>2)</sup>                                                                                             | 417      | 406      | 341      | 303      | 276      | 2 672        | 4 415     |
| Achat d'électricité <sup>3)</sup>                                                                                   | 222      | 215      | 218      | 229      | 235      | 2 136        | 3 255     |
| Projets d'investissement                                                                                            | 442      | 113      | 72       | -        | -        | -            | 627       |
| Approvisionnement en combustible et en gaz naturel et stockage                                                      | 394      | 98       | 5        | 1        | -        | -            | 498       |
| Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations                                                          | 15       | 2        | 7        | 2        | 2        | 390          | 418       |
| Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite <sup>4)</sup> | 23       | 37       | 32       | 33       | 32       | 186          | 343       |
| Ententes de service à long terme <sup>5)</sup>                                                                      | 34       | 40       | 35       | 33       | 33       | 102          | 277       |
| Engagements au titre des placements dans des sociétés satellites <sup>6)</sup>                                      | -        | 240      | -        | -        | -        | -            | 240       |
| Contrats de location et autres <sup>7)</sup>                                                                        | 12       | 17       | 16       | 15       | 8        | 118          | 186       |
| Gestion axée sur la demande                                                                                         | 30       | 45       | -        | -        | -        | -            | 75        |
| Créances à long terme                                                                                               | 4        | 5        | 5        | -        | -        | -            | 14        |
| Déventures convertibles                                                                                             | -        | -        | -        | -        | -        | 1            | 1         |
|                                                                                                                     | 3 612 \$ | 2 319 \$ | 2 092 \$ | 1 946 \$ | 1 340 \$ | 23 611 \$    | 34 920 \$ |

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 31 mars 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 146 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) L'obligation contractuelle estimée est calculée comme étant les cotisations actuelles exigées par la loi aux régimes enregistrés de retraite par capitalisation (à l'exclusion de la possibilité de liquidation), majorées des coûts estimés d'autres cumuls de prestations contractés en vertu de la convention collective de NSPI et des paiements de prestations estimés liés à d'autres régimes d'avantages sociaux non capitalisés.

5) 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.

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.

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

NSPML prévoit déposer une évaluation des coûts finale auprès de la Régie lors du début de la livraison du bloc énergétique de la Nouvelle-Écosse à partir de Muskrat Falls, qui devrait avoir lieu au deuxième semestre de 2021. La Régie a approuvé l'évaluation pour 2021, dont les coûts s'élèvent à environ 172 millions de dollars, assujettis à une retenue de 10 millions de dollars et à un report potentiel à long terme de frais d'amortissement de 23 millions de dollars, en fonction du moment où débutera la livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse. NSPML prévoit déposer en 2021 une demande auprès de la Régie visant à fixer les taux de recouvrement des coûts associés au lien maritime en 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 tributaires de dépôts réglementaires auprès 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'égénéralisation 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 Energy, 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. Cette énergie pourrait être transportée de la Nouvelle-Écosse vers les marchés de l'énergie de la Nouvelle-Angleterre à partir de la première énergie commerciale de la centrale hydroélectrique de Muskrat Falls et des actifs de transport connexes lorsque Nalcor commencera la livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse, et ce, pendant 50 ans. Au fur et à mesure que les droits de transport sont contractés, 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<br>de crédit<br>renouvelables | Portion<br>prélevée | Portion non<br>prélevée et<br>disponible |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|-----------------------------------------|---------------------|------------------------------------------|
| Emera – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie                                     | Juin 2024      | 900 \$                                  | 267 \$              | 633 \$                                   |
| TEC – en dollars américains – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie <sup>1)</sup> | Mars 2023      | 800                                     | 11                  | 789                                      |
| NSPI – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie                                      | Octobre 2024   | 600                                     | 317                 | 283                                      |
| 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                                     | 223                 | 177                                      |
| NMGC – en dollars américains – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie              | Mars 2023      | 125                                     | 25                  | 100                                      |
| 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                                      | 24                  | 11                                       |

1) Cette facilité peut être utilisée par Tampa Electric et par PGS. Au 31 mars 2021, Tampa Electric avait prélevé 1 million de dollars américains sur cette facilité et PGS avait prélevé une tranche de 10 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 31 mars 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 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 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.

## **Émission d'actions privilégiées**

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 69 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 23 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.

# TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

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

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

- Les transactions entre NSPI et NSPML se rapportant à l'évaluation rendue au sujet du lien maritime sont comptabilisées dans les états des résultats consolidés résumés. Les charges de NSPI sont comptabilisées au poste « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité », et totalisent 28 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2021 (28 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 7 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2021 (8 millions de dollars en 2020).

Au 31 mars 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 31 mars<br>2021 | Au 31 décembre<br>2020 |
|----------------------------------------------------------------------|--------------------|------------------------|
| Actifs liés aux instruments dérivés (actifs à court terme et autres) | 33 \$              | 1 \$                   |
| Actifs (passifs) liés aux instruments dérivés, montant net           | 33 \$              | 1 \$                   |

## Effets des opérations de couverture constatés dans le bénéfice net

La société a constaté les pertes liées à la partie efficace des relations de couverture dans les catégories suivantes :

| en millions de dollars canadiens                 | Trois mois clos les 31 mars<br>2021 | 2020   |
|--------------------------------------------------|-------------------------------------|--------|
| Produits d'exploitation – activités réglementées | - \$                                | (1) \$ |
| Pertes nettes liées aux dérivés efficaces        | - \$                                | (1) \$ |

Les pertes liées à la partie efficace des dérivés reflétées dans le tableau ci-dessus seraient compensées 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 31 mars<br>2021 | Au 31 décembre<br>2020 |
|------------------------------------------------------------------------------|--------------------|------------------------|
| Actifs liés aux instruments dérivés (actifs à court terme et autres)         | 25 \$              | 14 \$                  |
| Actifs réglementaires (actifs à court terme et autres)                       | 52                 | 65                     |
| Passifs liés aux instruments dérivés (passifs à court terme et à long terme) | (52)               | (62)                   |
| Passifs réglementaires (passifs à court terme et à long terme)               | (26)               | (15)                   |
| Actif (passif) net                                                           | (1) \$             | 2 \$                   |

## Effets du report réglementaire constatés dans le bénéfice net

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

| en millions de dollars canadiens                                                               | Trois mois clos les 31 mars |               |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|---------------|
|                                                                                                | 2021                        | 2020          |
| Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité <sup>1)</sup> | 3 \$                        | (5) \$        |
| <b>Gains nets (pertes nettes)</b>                                                              | <b>3 \$</b>                 | <b>(5) \$</b> |

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 31 mars<br>2021 | Au 31 décembre<br>2020 |
|------------------------------------------------------------------------------|--------------------|------------------------|
| Actifs liés aux instruments dérivés (actifs à court terme et autres)         | 57 \$              | 68 \$                  |
| Passifs liés aux instruments dérivés (passifs à court terme et à long terme) | (228)              | (275)                  |
| <b>Passifs nets liés aux instruments dérivés</b>                             | <b>(171) \$</b>    | <b>(207) \$</b>        |

## 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 31 mars |               |
|--------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|---------------|
|                                                                                      | 2021                        | 2020          |
| Produits d'exploitation non réglementés                                              | 133 \$                      | 212 \$        |
| Combustible non réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité | 1                           | (4)           |
| <b>Gains nets</b>                                                                    | <b>134 \$</b>               | <b>208 \$</b> |

## 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 31 mars<br>2021 | Au 31 décembre<br>2020 |
|------------------------------------------------------------------------------|--------------------|------------------------|
| Actifs liés aux instruments dérivés (actifs à court terme et autres)         | 18 \$              | 15 \$                  |
| Passifs liés aux instruments dérivés (passifs à court terme et à long terme) | -                  | (1)                    |
| <b>Actifs nets liés aux instruments dérivés</b>                              | <b>18 \$</b>       | <b>14 \$</b>           |

## 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 31 mars |         |
|------------------------------------------------------------|-----------------------------|---------|
|                                                            | 2021                        | 2020    |
| Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales | 5 \$                        | (1) \$  |
| Autres produits (charges)                                  | 1                           | (10)    |
| Total des gains (pertes)                                   | 6 \$                        | (11) \$ |

## COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET CONTRÔLES INTERNES

La direction a la responsabilité d'établir et de maintenir des contrôles et des procédures adéquats de communication de l'information (« CPCI ») et des contrôles internes à l'égard de l'information financière (« CIIF »), au sens du *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs* (le « Règlement 52-109 »). La structure de contrôle interne de la société est fondée sur les critères énoncés dans le rapport Internal Control - Integrated Framework (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la commission Treadway (le « COSO »). La direction, y compris le chef de la direction et le chef des finances, a évalué la conception des CPCI et des CIIF de la société au 31 mars 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 31 mars 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 clos le 31 mars 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 premier 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 31 mars 2021.

Au 31 mars 2021, une tranche de 5,6 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 31 mars 2021, une tranche de 67 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. Des modifications défavorables des hypothèses importantes pourraient entraîner une perte de valeur au cours des périodes à venir. Aucune modification défavorable des hypothèses n'a été décelée au premier trimestre de 2021 et aucune perte de valeur liée à ce goodwill n'a été comptabilisée pour le trimestre clos le 31 mars 2021.

#### *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 31 mars 2021, il n'existait aucun indice de dépréciation des actifs à long terme d'Emera. En raison des incidences de la COVID-19, une dépréciation des actifs à long terme de la société pourrait se produire au cours des périodes à venir; cependant, rien n'indique à l'heure actuelle que l'incidence sur les flux de trésorerie futurs serait telle que les actifs à long terme de la société ne seraient pas recouvrables.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2021 et le trimestre clos le 31 mars 2020, des pertes de valeur respectives de néant et de 22 millions de dollars (23 millions de dollars après impôts) ont 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<sup>er</sup> 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<br>(sauf les montants par action)          | T1<br>2021      | T4<br>2020 | T3<br>2020 | T2<br>2020 | T1<br>2020 | T4<br>2019 | T3<br>2019 | T2<br>2019 |
|-------------------------------------------------------------------|-----------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Produits d'exploitation                                           | <b>1 612 \$</b> | 1 537 \$   | 1 163 \$   | 1 169 \$   | 1 637 \$   | 1 616 \$   | 1 299 \$   | 1 378 \$   |
| Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires        | <b>273</b>      | 273        | 84         | 58         | 523        | 193        | 55         | 103        |
| Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires | <b>243</b>      | 188        | 166        | 118        | 193        | 145        | 122        | 130        |
| Résultat de base par action ordinaire                             | <b>1,08</b>     | 1,09       | 0,34       | 0,24       | 2,14       | 0,79       | 0,23       | 0,43       |
| Résultat dilué par action ordinaire                               | <b>1,08</b>     | 1,08       | 0,34       | 0,23       | 2,13       | 0,80       | 0,23       | 0,43       |
| Résultat ajusté de base par action ordinaire                      | <b>0,96</b>     | 0,75       | 0,67       | 0,48       | 0,79       | 0,60       | 0,51       | 0,54       |

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 du premier trimestre » pourraient également influencer sur les résultats trimestriels. En 2020 et en 2021, les résultats trimestriels tiennent compte de l'incidence de la pandémie de COVID-19 à compter de mars 2020. Se reporter à la rubrique « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales » pour plus de précisions.