



Emera Incorporated
Notice annuelle

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024

Le 21 février 2025

NOTICE ANNUELLE

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024
Le 21 février 2025

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|---|-----------|
| MODE DE PRÉSENTATION DE L'INFORMATION..... | 4 |
| MISE EN GARDE CONCERNANT L'INFORMATION PROSPECTIVE | 4 |
| STRUCTURE DE L'ENTREPRISE | 6 |
| <i>Nom et constitution</i> | <i>6</i> |
| <i>Liens intersociétés.....</i> | <i>6</i> |
| INTRODUCTION | 6 |
| DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ | 7 |
| <i>Secteurs d'activité</i> | <i>7</i> |
| <i>Activités par secteur.....</i> | <i>8</i> |
| <i>Services publics d'électricité de la Floride</i> | <i>8</i> |
| <i>Services publics de gaz naturel et infrastructures</i> | <i>12</i> |
| <i>Services publics de gaz naturel et infrastructure.....</i> | <i>15</i> |
| <i>Autres services publics d'électricité</i> | <i>17</i> |
| <i>Autres</i> | <i>19</i> |
| DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ..... | 20 |
| <i>Services publics d'électricité de la Floride</i> | <i>20</i> |
| <i>Services publics d'électricité canadiens.....</i> | <i>23</i> |
| <i>Services publics de gaz naturel et infrastructure.....</i> | <i>27</i> |
| <i>Autres services publics d'électricité</i> | <i>29</i> |
| <i>Autres</i> | <i>30</i> |
| <i>Activités de financement.....</i> | <i>31</i> |
| FACTEURS DE RISQUE..... | 33 |
| STRUCTURE DU CAPITAL | 33 |
| <i>Actions ordinaires</i> | <i>33</i> |
| <i>Actions privilégiées de premier rang d'Emera.....</i> | <i>33</i> |
| <i>Actions privilégiées de deuxième rang d'Emera</i> | <i>34</i> |
| <i>Restrictions relatives à la propriété d'actions</i> | <i>34</i> |
| NOTES | 34 |
| DIVIDENDES..... | 36 |
| MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES..... | 37 |
| <i>Cours et volume des opérations.....</i> | <i>37</i> |
| <i>Programme ACM.....</i> | <i>38</i> |
| ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS | 38 |
| <i>Administrateurs</i> | <i>38</i> |
| <i>Membres de la haute direction.....</i> | <i>41</i> |
| COMITÉ D'AUDIT | 42 |
| <i>Processus d'approbation préalable des services d'audit et des services non liés à l'audit.....</i> | <i>44</i> |

| | |
|---|----|
| <i>Honoraires des auditeurs</i> | 44 |
| CERTAINES POURSUITES | 45 |
| CONFLIT D'INTÉRÊTS | 45 |
| POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI | 45 |
| MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES | 46 |
| CONTRATS IMPORTANTS | 46 |
| AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES | 46 |
| EXPERTS | 46 |
| RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES | 46 |
| ANNEXE A – DÉFINITIONS DE CERTAINS TERMES | 47 |
| ANNEXE B – MODALITÉS ET CONDITIONS RELATIVES AUX SÉRIES D' ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE PREMIER RANG AUTORISÉES | 52 |
| ANNEXE C – VOLUME DES OPÉRATIONS MENSUELLES ET FOURCHETTE DES COURS DES TITRES D'EMERA POUR 2024 | 55 |
| ANNEXE D – CHARTE DU COMITÉ D'AUDIT D'EMERA INCORPORATED | 56 |

MODE DE PRÉSENTATION DE L'INFORMATION

Sauf indication contraire, les renseignements figurant dans la présente notice annuelle sont fournis en date du 31 décembre 2024 ou pour l'exercice clos à cette date. À moins d'indication contraire, toute l'information financière est présentée en dollars canadiens, arrondie au million de dollars le plus près, et est présentée en conformité avec les PCGR des États-Unis. Emera utilise le bénéfice net ajusté comme mesure du rendement financier, qui ne constitue pas une mesure financière conforme aux PCGR des États-Unis et n'a pas de sens normalisé prescrit par ceux-ci. Pour plus de précisions sur la mesure financière non conforme aux PCGR, le bénéfice net ajusté, dont une description complète de la mesure et un rapprochement de celle-ci avec la mesure conforme aux PCGR des États-Unis la plus directement comparable, se reporter à la rubrique du rapport de gestion de la société intitulée « Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR », lequel est intégré par renvoi aux présentes et dont un exemplaire électronique peut être consulté sous le profil d'Emera sur SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca.

Certains des termes clés qui sont utilisés dans les présentes sans y être définis sont définis à la rubrique de l'annexe A « Définitions de certains termes » ci-jointe. Le verbe « comprendre », et ses conjugaisons, ainsi que l'expression « y compris » s'entendent de « comprend (ou y compris), notamment »; toutefois, ces termes ne doivent pas être interprétés comme limitant tout énoncé auquel ils font suite aux termes ou aux questions spécifiques ou similaires qui les suivent immédiatement.

La présente notice annuelle fournit de l'information importante au sujet de l'entreprise et des activités d'Emera. La rubrique « Risque d'entreprise et gestion du risque » du rapport de gestion de la société est intégrée par renvoi aux présentes et peut également être consultée sous le profil d'Emera sur SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca.

MISE EN GARDE CONCERNANT L'INFORMATION PROSPECTIVE

La présente notice annuelle, y compris les documents qui y sont intégrés par renvoi, renferme de l'« information prospective » et des « énoncés prospectifs », au sens donné à ces expressions dans les lois sur les valeurs mobilières applicables (collectivement, l'« information prospective »). Les verbes « anticiper », « croire », « budgéter », « pouvoir », « estimer », « s'attendre à », « prédire », « avoir l'intention de », « planifier », « projeter », « prévoir », « cibler » et autres expressions semblables utilisés au conditionnel et au futur ont souvent pour objet de relever l'information prospective, quoique celle-ci puisse ne pas inclure ces verbes ou expressions. Dans la présente rubrique, les références à « Emera » comprennent les filiales d'Emera.

L'information prospective figurant dans la présente notice annuelle, y compris les documents qui y sont intégrés par renvoi, contient des énoncés qui reflètent le point de vue actuel de la direction d'Emera à l'égard des objectifs, des plans, du rendement financier et du rendement d'exploitation, au calendrier et à l'issue attendus de la vente imminente de NMGC, des perspectives et des occasions d'affaires d'Emera. L'information prospective reflète les croyances actuelles de la direction et est fondée sur l'information dont dispose actuellement la direction, et ne devrait pas être interprétée comme une garantie d'événements, de rendement ou de résultats futurs et ne constituera pas nécessairement des indications exactes quant à la question de savoir si ces événements peuvent survenir ou non, ou si ce rendement ou ces résultats peuvent être atteints ou non, ni quant aux moments auxquels ils pourraient survenir ou être atteints. Toute l'information prospective qui figure dans la présente notice annuelle est présentée en vertu des dispositions portant sur les règles refuges des lois sur les valeurs mobilières applicables.

L'information prospective figurant dans la présente notice annuelle, y compris les documents qui y sont intégrés par renvoi, comporte notamment des énoncés sur les produits, les bénéfices et les flux de trésorerie d'Emera; la croissance et la diversification des activités et des bénéfices d'Emera; la croissance annuelle du revenu net et des dividendes; l'expansion des activités d'Emera; la conformité par Emera à la réglementation concernant ses activités; les dates prévues d'obtention des décisions des organismes de réglementation; les investissements en immobilisations projetés; la nature de certains projets d'investissement et l'échéancier de même que les coûts qui y sont associés; les répercussions prévisibles

des défis posés par l'économie mondiale sur Emera; les taux estimés de consommation d'énergie; les prévisions relatives aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation annuels; la probabilité qu'Emera continue d'avoir un accès raisonnable à des capitaux à court terme et à moyen terme; les remboursements, les renouvellements et les échéances prévus de la dette; les prévisions à l'égard des augmentations des frais d'intérêt et des frais associés aux titres de créance et aux facilités de crédit; le fait qu'il n'y a aucune mesure prévue à court terme à l'égard des notes qui pourrait avoir une incidence défavorable; l'établissement de relations à long terme avec diverses parties prenantes; l'incidence des fluctuations des taux de change; les changements attendus au niveau des tarifs d'électricité; et l'incidence des investissements planifiés par le secteur dans l'infrastructure de transport du gaz naturel des États-Unis.

Les prévisions et les projections qui constituent l'information prospective sont fondées sur des hypothèses raisonnables qui comprennent, sans s'y limiter : l'obtention des approbations applicables des organismes de réglementation et des décisions demandées à l'égard des tarifs; le fait qu'il ne se produise aucune interruption opérationnelle importante et qu'aucune responsabilité environnementale ne soit engagée en raison d'une catastrophe ou de changements climatiques à l'échelle mondiale, d'un bouleversement environnemental causé par du temps violent, d'autres calamités naturelles ou d'autres événements importants; la stabilité des tendances météorologiques saisonnières; le fait que les systèmes d'Emera ne sont victimes d'aucune cyberattaque, attaque physique ou interruption; la capacité constante de maintenir des systèmes de transport et de distribution pour s'assurer qu'ils demeurent exploitables; le maintien des investissements dans la production d'énergie solaire, éolienne et hydroélectrique; le maintien des activités dans le secteur du gaz naturel; le fait que la conjoncture économique ne subisse aucun repli majeur et/ou prolongé; des ressources en capital et des liquidités suffisantes; la capacité prolongée de couvrir les expositions aux fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base; le fait que les taux d'intérêt ne connaissent pas de fluctuations importantes; les attentes relatives à la nature, à l'échéancier et aux coûts des investissements en immobilisations d'Emera et de ses filiales; les attentes au sujet de la croissance de la base tarifaire; la compétitivité constante des tarifs d'électricité par rapport à ceux d'autres sources d'énergie de remplacement; la disponibilité ininterrompue des stocks de marchandises; l'absence de modifications importantes apportées aux plans environnementaux des gouvernements et aux lois et règlements environnementaux qui pourraient avoir des répercussions importantes sur les activités et les flux de trésorerie d'Emera; le maintien d'une couverture d'assurance adéquate; la capacité à obtenir et à conserver des licences et des permis; aucune diminution importante des prix de vente sur le marché de l'énergie; des relations de travail harmonieuses et des ressources humaines suffisantes pour accomplir les tâches et mettre en œuvre le plan d'investissement en immobilisations d'Emera.

L'information prospective 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 passés ou des résultats anticipés dans l'information prospective. Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats ou les événements soient différents des prévisions actuelles sont notamment le risque réglementaire et politique; les risques liés aux modifications législatives; les risques liés à l'exploitation et à la maintenance; 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; les variations dans les notes de crédit; la croissance future des dividendes; la croissance de la base tarifaire, ainsi que la croissance du résultat ajusté par action ordinaire; le calendrier et le coût liés à certaines dépenses en immobilisations; les répercussions attendues sur Emera des enjeux économiques mondiaux; 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 clients; le risque d'avancées technologiques susceptibles de réduire la demande d'électricité; le risque lié aux changements climatiques; le risque lié aux conditions météorologiques, y compris l'augmentation de la fréquence et de la gravité des événements météorologiques; le risque de feux de forêt; 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 lié à l'inflation; le risque de contrepartie; l'interruption de l'approvisionnement en combustible; les risques pays; le risque lié à la chaîne d'approvisionnement; les risques environnementaux; le change; les décisions réglementaires et gouvernementales, y compris les modifications apportées aux lois en matière d'environnement, d'information financière et de 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 de l'infrastructure des technologies de l'information et de la cybersécurité; les incertitudes liées aux maladies infectieuses, aux pandémies et à d'autres menaces semblables pour la santé publique; les prix de vente des produits énergétiques sur le marché; les relations de travail; la disponibilité des ressources en matière de main-d'œuvre et de gestion.

Les lecteurs ne devraient pas se fier indûment à l'information prospective puisque les résultats réels pourraient différer de façon importante des plans, des prévisions, des estimations ou des intentions et des énoncés exprimés dans l'information prospective. L'information prospective figurant dans la présente notice annuelle et dans les documents qui y sont intégrés par renvoi est donnée entièrement sous réserve des énoncés de mise en garde ci-dessus et, à l'exception de ce qui est prévu par la loi, Emera n'a aucune obligation de réviser ou de mettre à jour l'information prospective en raison de l'obtention d'une nouvelle information, de l'occurrence de nouveaux événements ou pour une autre raison.

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

Nom et constitution

Emera a été constituée le 23 juillet 1998 en vertu de la loi de la Nouvelle-Écosse intitulée *Companies Act*. Selon les dispositions des lois intitulées *Reorganization Act* et *Privatization Act*, les statuts constitutifs de la société (les « statuts ») doivent renfermer certaines dispositions précisant que le siège social et les bureaux administratifs principaux de la société sont situés dans la province de la Nouvelle-Écosse. L'établissement principal, le siège social et les bureaux administratifs principaux de la société sont actuellement situés au Emera Place, 5151 Terminal Road, Halifax (Nouvelle-Écosse) Canada, B3J 1A1.

Liens intersociétés

Le tableau qui suit présente les liens entre la société et ses principales filiales, le pourcentage des droits de vote se rattachant à tous les titres avec droit de vote de ses filiales respectives détenus en propriété véritable par la société ou sur lesquels elle exerce un contrôle ou une emprise, directement ou indirectement, de même que leur territoire de constitution, de prorogation ou de formation. Le présent tableau exclut certaines filiales dont les actifs et les produits ne dépassaient pas 10 pour cent, sur une base individuelle, ou 20 pour cent, dans leur ensemble, des actifs consolidés totaux ou des produits consolidés totaux de la société au 31 décembre 2024.

| Filiales | Pourcentage de participation (%) | Territoire |
|-------------------------------|---|-------------------|
| Tampa Electric Company | 100 | Floride |
| Nova Scotia Power | 100 | Nouvelle-Écosse |
| Peoples Gas System | 100 | Floride |

INTRODUCTION

Emera (TSX : EMA) est un fournisseur nord-américain de services énergétiques qui possède et exploite un portefeuille d'entreprises de services publics réglementées axées sur le coût du service dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel. Elle exerce ses activités principalement en Floride, tout en étant également présente dans le Canada Atlantique, au Nouveau-Mexique et dans les Caraïbes. Le siège social d'Emera est situé à Halifax, en Nouvelle-Écosse.

La stratégie d'affaires d'Emera est centrée sur un investissement continu dans ses services publics réglementés, ainsi que sur une approche axée sur l'excellence en matière d'exploitation et d'efficacité, et ce, dans le but de fournir de l'énergie de manière sécuritaire et fiable à ses 2,6 millions de clients. La mise en œuvre efficace de ces priorités permet de générer un bénéfice, des flux de trésorerie et des dividendes prévisibles et croissants pour les actionnaires.

Les possibilités de bénéfice des services publics réglementés dépendent de l'ampleur de l'investissement net dans le service public (appelé « base tarifaire »), du montant des capitaux propres dans la structure du capital et du RCP ciblé, tous ces éléments étant établis et approuvés par la réglementation. Les volumes

des ventes et les charges d'exploitation ont également une incidence sur le bénéfice. En 2024, les entreprises de services publics réglementées axées sur le coût du service d'Emera en Floride représentaient 65 pour cent de la base tarifaire consolidée moyenne, celles du Canada atlantique, 27 pour cent, et celles des Caraïbes et du Nouveau-Mexique, 4 pour cent chacune.

Il est prévu que le plan d'investissement en immobilisations d'Emera se chiffre à environ 20 milliards de dollars entre 2025 et 2029. Ce programme d'investissement se concentre sur la création de valeur pour les clients grâce à des investissements prudents dans la fiabilité et la résilience des systèmes, la modernisation et l'agrandissement des infrastructures afin de soutenir la croissance de la clientèle, l'intégration des énergies renouvelables ainsi que les innovations technologiques dans le but d'offrir une meilleure expérience client. Il est prévu que près de 80 pour cent de ces plans investissements en immobilisations seront effectués dans les services publics d'Emera en Floride, en raison de la croissance de la clientèle et des besoins en systèmes de TEC et de PGS.

Le plan d'investissement en immobilisations d'Emera sera financé principalement par les flux de trésorerie générés à l'interne, par des capitaux d'emprunt obtenus par les sociétés en exploitation en conformité avec les structures du capital réglementées, par des émissions de titres de capitaux propres et par la vente prévue de NMGC. En règle générale, les besoins en capitaux propres d'Emera devraient être financés au moyen de l'émission d'actions ordinaires et privilégiées par le biais du RRD et du programme ACM d'Emera. Le maintien de notes de crédit de la catégorie investissement constitue une priorité stratégique essentielle de la société.

Emera a augmenté les dividendes par action ordinaire versés pendant 18 années consécutives et a établi des prévisions de croissance annuelle des dividendes de un à deux pour cent. Emera prévoit une croissance moyenne du résultat ajusté de base par action ordinaire de cinq à sept pour cent jusqu'en 2027, ce qui soutiendra une réduction du ratio de distribution des dividendes par rapport au bénéfice net ajusté. Pour plus de précisions sur les ratios non conformes aux PCGR que sont le « résultat ajusté par action ordinaire » et le « ratio de distribution du bénéfice net ajusté », se reporter à la rubrique « Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR » du rapport de gestion, intégré par renvoi aux présentes, dont un exemplaire est accessible par voie électronique sous le profil d'Emera dans SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca.

DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ

Secteurs d'activité

Les secteurs à présenter d'Emera sont les suivants :

- **Services publics d'électricité de la Floride**, qui se compose de TEC;
- **Services publics d'électricité canadiens**, qui comprend NSPI et une participation dans la société satellite NSPML (100 pour cent);
- **Services publics de gaz naturel et infrastructure**, qui comprend PGS, NMGC, Emera Brunswick Pipeline Company, SeaCoast et une participation dans la société satellite M&NP (12,9 pour cent);
- **Autres services publics d'électricité**, qui comprend ECI, société de portefeuille qui détient des entreprises de services publics d'électricité réglementées qui comprennent BLPC, GBPC, et une participation dans Lucelec (19,5 pour cent);
- **Autres**, qui comprend Emera Energy et des sociétés de portefeuille, de financement et certains autres investissements.

Emera et ses filiales comptaient 7 605 employés au 31 décembre 2024, dont environ 30 pour cent sont syndiqués.

Activités par secteur

Services publics d'électricité de la Floride

Le secteur Services publics d'électricité de la Floride se compose de TEC, 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. TEC compte 13 milliards de dollars américains d'actifs, quelque 855 000 abonnés et 2 587 employés au 31 décembre 2024.

TEC est réglementée par la FPSC et est aussi assujettie à la réglementation de la FERC. La FPSC établit les tarifs à un niveau qui permet aux services publics comme TEC de percevoir des produits totaux ou les produits requis selon un montant correspondant au coût de la prestation des services, majoré d'un rendement du capital investi approprié. Les tarifs de base sont établis lors d'audiences sur l'établissement des tarifs qui sont tenues par la FPSC à l'initiative de TEC, de la FPSC ou d'autres parties intéressées.

À compter de 2025, le RCP réglementé approuvé de TEC se situe entre 9,50 pour cent et 11,50 pour cent (entre 9,25 pour cent et 11,25 pour cent en 2024), compte tenu d'une participation autorisée de 54 pour cent (54 pour cent en 2024) dans la structure du capital. Un RCP de 10,50 pour cent (10,20 pour cent en 2024) est utilisé aux fins du calcul du rendement du capital investi pour les clauses.

Pour plus de précisions sur le cadre réglementaire, les tarifs de base et les mécanismes de recouvrement de TEC, se reporter à la note 7, Actifs et passifs réglementaires, des états financiers audités, qui sont, par les présentes, intégrés par renvoi et dont un exemplaire a été déposé par voie électronique sous le profil d'Emera dans SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.

Marché et ventes

| TEC – Produits tirés de l'électricité et volumes des ventes d'électricité par catégorie de clients | | | | |
|--|-------------------------------------|--------------|---|--------------|
| Pour l'exercice clos le 31 décembre | Produits tirés de l'électricité (%) | | Volumes des ventes d'électricité en GWh (%) | |
| | 2024 | 2023 | 2024 | 2023 |
| Résidentiel | 59,7 | 64,9 | 48,8 | 49,0 |
| Commercial | 27,1 | 30,4 | 30,8 | 30,7 |
| Industriel | 6,4 | 7,7 | 9,6 | 9,9 |
| Autre ⁽¹⁾ | 6,8 | (3,0) | 10,8 | 10,4 |
| Total | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |

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

Sources et production d'énergie

Au 31 décembre 2024, TEC possède une capacité de production d'électricité de 6 620 MW, dont 73 pour cent proviennent de centrales au gaz naturel, 20 pour cent de centrales solaires, et 7 pour cent de centrales au charbon. TEC possède également 2 192 kilomètres d'installations de transport d'électricité de même que 20 693 kilomètres d'installations de distribution d'électricité. TEC est conforme aux critères de planification pour la capacité de réserve établie par la FPSC, lesquels exigent une marge de réserve de 20 pour cent supérieure à la pointe de la demande ferme.

Exploitation du système

Le centre de contrôle de l'énergie de TEC s'occupe de la coordination et du contrôle des installations de production, de transmission et de distribution d'électricité. Le centre de contrôle de l'énergie est relié aux centrales et à d'autres installations clés par l'intermédiaire du système Supervisory Control and Data Acquisition, un réseau de communications qu'utilisent les opérateurs du système aux fins de surveillance et de commande à distance des actifs du réseau d'électricité.

Grâce à des conventions d'interconnexion avec les services publics d'électricité voisins dans la région de la Floride, le réseau de TEC a accès à d'autres réseaux électriques régionaux et au reste des réseaux d'énergie en bloc interconnectés en Amérique du Nord. Ces interconnexions rehaussent la rentabilité, la capacité de réserve et la fiabilité de tous les réseaux d'électricité participants. En tant que membre du Florida Reserve Sharing Group, TEC a un accès immédiat à la capacité de production de réserve de tous les autres membres du groupe.

Contribution au bénéfice net consolidé et au bénéfice net ajusté consolidé

En 2023, la contribution au bénéfice net consolidé du secteur Services publics d'électricité de la Floride s'est établie à 468 millions de dollars américains (466 millions de dollars américains en 2023). En 2024, la contribution au bénéfice net ajusté consolidé du secteur Services publics d'électricité de la Floride s'est établie à 470 millions de dollars (466 millions de dollars en 2023). Pour un rapprochement du bénéfice net ajusté de la contribution du secteur Services publics d'électricité de la Floride avec le bénéfice net consolidé, se reporter aux rubriques « Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR » et « Principales données financières — Services publics d'électricité de la Floride » du rapport de gestion d'Emera, qui est intégré par renvoi dans les présentes et dont un exemplaire a été déposé par voie électronique sous le profil d'Emera dans SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.

Caractère saisonnier

Les volumes des ventes d'électricité dépendent principalement de la conjoncture économique, de la situation démographique et des conditions climatiques. Les ventes d'électricité des secteurs résidentiel et commercial sont saisonnières. En Floride, le troisième trimestre est la période la plus forte pour les ventes d'électricité, en raison du temps plus chaud et de la demande de climatisation.

Investissements en immobilisations

En 2024, les investissements en immobilisations, y compris la PFUDC, du secteur Services publics d'électricité de la Floride se sont élevés à 1,4 milliard de dollars américains (1,3 milliard de dollars américains en 2023). En 2025, les investissements en immobilisations devraient s'élever à environ 1,7 milliard de dollars américains, y compris la PFUDC. Les projets d'investissement comprennent notamment les investissements dans l'énergie solaire, la modernisation des réseaux électriques, les investissements visant à rendre les installations plus résistantes aux tempêtes, le renforcement de la résilience et le stockage d'énergie.

Questions environnementales

TEC a d'importants aspects environnementaux à prendre en considération. TEC exploite des sources fixes dont les émissions atmosphériques sont réglementées par la loi intitulée *Clean Air Act*. Ses activités sont également touchées par des dispositions de la loi intitulée *Clean Water Act* ainsi que des initiatives fédérales et étatiques en matière environnementale.

Réductions des émissions de carbone et des gaz à effet de serre (les « GES »)

Par le passé, TEC a appuyé des efforts volontaires visant à réduire les émissions de carbone et a pris d'importantes mesures visant à réduire le volume global des émissions de ses installations. Depuis 2000, TEC a réduit les émissions de CO₂ de l'ensemble de ses systèmes de plus de 50 pour cent, ramenant ainsi les émissions en deçà des niveaux de 1990, niveau auquel elles se trouvent toujours. Depuis 2005, TEC a continué d'optimiser ses unités au charbon existantes afin qu'elles fonctionnent au gaz naturel, période pendant laquelle le nombre de clients et les ventes d'énergie au détail ont augmenté. TEC a également réduit de façon importante ses émissions de CO₂ en utilisant davantage l'énergie solaire, en remettant en marche la turbine à vapeur de l'unité 1 de Big Bend, et en mettant hors services les unités 2 et 3 de Big Ben. Le projet de modernisation de l'unité 1 de Big Bend peut produire 1 090 MW, et il continuera de mener la charge vers la réduction des émissions à l'échelle du système.

Le 24 avril 2024, l'EPA a publié ses dernières règles visant les unités de génération d'électricité des centrales électriques, comprenant entre autres : (i) de nouvelles normes sur les GES; et (ii) les Mercury Air Toxics Standards (« MATS »). Les nouveaux MATS n'auront pas une incidence importante sur TEC. La nouvelle norme sur les GES s'applique uniquement aux unités de génération d'électricité au charbon existantes et aux nouvelles unités de génération d'électricité au gaz naturel. Son incidence sur les unités de génération de TEC sera donc limitée. L'unité 4 de Big Bend est la seule touchée. Selon la façon dont elle est écrite, la règle obligerait la mise hors service de l'unité 4 de Big Bend en 2039 si elle n'est pas fortement améliorée, alors que la date prévue de sa mise hors service est en 2040.

Recyclage des CCR et réglementation

TEC produit de la cendre et d'autres sous-produits, collectivement appelés des résidus de combustion du charbon (« RCC ») à la station Big Bend. Plus de 90 pour cent de tous les RCC produits dans cette installation sont commercialisés auprès de la clientèle afin qu'ils soient utilisés dans des produits commerciaux et industriels. La règle définitive de l'EPA au sujet des RCC est entrée en vigueur le 19 octobre 2015, et elle considère les RCC comme des déchets solides non dangereux. En 2016 et 2017, la FPSC a approuvé le recouvrement des coûts environnementaux pour les dépenses en capital et les dépenses d'E&M liées à divers projets proposés dans le cadre du programme de conformité des RCC de TEC. Par la suite, un projet de fermeture par retrait et de rétroinstallation de doublure à l'étang d'assèchement West Slag a été complété en 2020 et la fermeture par retrait de tous les RCC des étangs économiseurs de cendre et de pyrite a été complété en octobre 2021. Le dernier projet requis en vue de la conformité à la règle sur les RCC à Big Bend est le projet d'amélioration du drainage de la zone d'empilage de gypse du nord, qui devrait être complété en 2025. Le FDEP a révisé la réglementation étatique existante au sujet des déchets solides afin d'intégrer les exigences sur les RCC en vue d'obtenir un permis en Floride pour les unités réglementées, lesquelles exigences s'appliqueront au lieu du programme de permis fédéral. Cependant, TEC est presque entièrement dispensée des exigences de permis étatiques parce qu'elle a réalisé ses projets de fermeture obligatoire avant l'adoption du règlement par l'État. Le 18 mai 2023, l'EPA a proposé de nouvelles règles exigeant l'identification et la réglementation des anciennes unités de gestion des RCC. TEC est membre du Utility Solid Waste Activities Group, qui a déposé en juillet 2023 des commentaires pour le compte de ses membres afin de contester bon nombre des dispositions proposées de la règle.

La nouvelle règle sur les RCC finalisée en avril 2024 couvre tous les sites d'enfouissement et les bassins existants dans une installation d'énergie inactive ne recevant pas de RCC depuis 2015, les RCC déposés dans l'environnement pour usage bénéfique, et les unités de RCC (sites d'enfouissement et bassins) déjà fermés dans le cadre de programmes étatiques. TEC évalue actuellement l'impact de la nouvelle règle sur les RCC de l'unité 4 de la centrale électrique Big Bend, et elle devra probablement procéder à des évaluations de sites à compter de 2025 pour déterminer si des unités de gestion de RCC s'y trouvent. Si c'est le cas, d'autres évaluations devront être effectuées en 2026 et, selon les constatations, des modifications pourraient devoir être apportées au système de surveillance de l'eau souterraine sur le site à compter de 2027 pour décider s'il est nécessaire d'apporter des mesures correctives.

TEC s'attend à ce que les coûts liés au respect des nouvelles règles environnementales puissent être récupérés. S'ils sont approuvés comme étant prudents, les coûts se refléteraient dans la facture des abonnés, soit aux termes de la clause de récupération des coûts liés à l'environnement ou dans la base tarifaire.

Approvisionnement en eau et qualité de l'eau

La règle définitive de l'EPA en vertu de l'alinéa 316(b) de la loi intitulée *Clean Water Act* (en vigueur à compter d'octobre 2014) vise à s'attaquer aux incidences perçues sur la vie aquatique des prises d'eau de refroidissement et elle s'applique aux centrales électriques Bayside et Big Bend de TEC. La centrale électrique Polk n'est pas visée par cette règle puisqu'elle n'a pas de prise d'eau aux États-Unis. TEC a deux projets en cours (un pour Bayside et un pour Big Bend) qui doivent se conformer à la règle. Les mesures de conformité comprennent la réalisation des volets biologiques, techniques et financières des éléments de l'étude prévus par la règle. Ces éléments de l'étude de conformité ont été obtenus et soumis pour Bayside et ont été utilisés par le Florida Department of Environmental Protection (« FDEP ») pour

vérifier s'il est nécessaire de réinstaller un système de refroidissement de l'eau. Le FDEP a accepté le plan proposé par TEC pour Bayside et TEC a lancé un projet de construction sur plusieurs années pour l'installation de nouvelles grilles mobiles modifiées sans danger pour les poissons et un retour des poissons en 2022. TEC est en voie de négocier un calendrier de rechange pour Big Bend (ce qui est permis par la règle), mais a réalisé une partie des exigences de conformité concernant le projet de modernisation Big Bend en installant des grilles mobiles modifiées sans danger pour les poissons et un retour des poissons dans l'unité 1 modernisée. Le reste des exigences de conformité restantes devront être fixées et respectées à une date ultérieure. Les répercussions d'ensemble des nouveaux règlements sur TEC dépendront des éléments d'étude réalisés dans le cadre de la mise en application de la règle ainsi que les exigences concrètes établies par le FDEP.

La règle définitive de l'EPA relative aux lignes directrices sur les limites relatives aux effluents (Effluent Limit Guidelines ou « ELG ») existantes concernant les centrales électriques à la vapeur est entrée en vigueur le 4 janvier 2016 et impose des limites sur le rejet de certaines eaux usées. Les nouvelles ELG n'auront pas une incidence importante sur TEC. La centrale Big Bend a achevé la construction d'un système de puits d'injection profonds en décembre 2023 pour la disposition de diverses eaux usées. Ce changement sera apporté au permis final dans le cadre du système National Pollutant Discharge Elimination System (« NPDES »), prévu pour 2025. Puisque la centrale Polk utilise également un système de puits d'injection profonds plutôt que le déversement dans les eaux de surface, les limites relatives aux effluents ne s'appliqueront plus à ces deux centrales. Les eaux usées à chacune des centrales seront réglementées dans le cadre du programme du contrôle d'injection souterraine plutôt que dans le cadre du NPDES.

Eaux des États-Unis et l'EPA

En 2023, l'EPA et le *Department of the Army* ont publié une règle définitive modifiant la définition de « waters of the United States » (*eaux des États-Unis*). La règle définitive devrait avoir une incidence sur l'octroi de permis environnementaux pour les nouveaux sites solaires de Tampa Electric et le renouvellement des permis des installations existantes qui requièrent des décisions d'approbation de leur territoire.

Ozone

Le 31 décembre 2020, l'EPA a publié une règle définitive aux fins de retenir les normes nationales de qualité de l'air ambiant (National Ambient Air Quality Standards) (« NNQA ») relativement aux oxydants photochimiques dont l'ozone, adoptées initialement en 2012. En vertu de la loi intitulée *Clean Air Act*, l'EPA est tenue d'examiner les NNQA tous les cinq ans et, au besoin, d'y apporter des modifications. L'EPA a annoncé que les NNQA font actuellement l'objet d'un examen, ce qui pourrait entraîner des modifications à la norme et avoir des incidences en fait de conformité dans les territoires que dessert TEC. Les conséquences de cette nouvelle norme éventuelle sur les activités de TEC dépendront de la norme qui est adoptée en définitive ainsi que des retombées de litiges éventuels ou d'autres événements connexes.

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

Auparavant, TEC était une partie potentiellement responsable (« PPR ») à l'égard de certains sites visés par un « Superfund » par l'entremise de sa division Tampa Electric et d'anciennes divisions PGS, ainsi que d'anciens sites d'usines de gaz manufacturé par l'entremise de sa division PGS. À la suite de la séparation de la division PGS en une entité juridique distincte, celle-ci est maintenant une PPR pour ces sites (en plus de PPR tiers dans le cas de certains sites). Pour plus de précisions, se reporter à la note 28, Engagements et éventualités — Poursuites judiciaires — Sites visés par un « Superfund » et anciens sites d'usines de gaz manufacturé, dans les états financiers audités, lequel est intégré par renvoi aux présentes et dont un exemplaire électronique peut être consulté sous le profil d'Emera sur SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca.

Services publics de gaz naturel et infrastructures

Le secteur Services publics d'électricité canadiens englobe NSPI et la société satellite NSPML. NSPI est un service d'électricité réglementé verticalement intégré qui fournit des services de production, de transport et de distribution d'électricité et qui est le principal fournisseur d'électricité aux clients de la Nouvelle-Écosse. La société satellite NSPML détient un placement de 100 pour cent dans le Projet de lien maritime (le « lien maritime »), un projet de transport entre l'île de Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse.

Le 4 juin 2024, Emera a conclu la vente de sa participation dans LIL. Pour plus de précisions, se reporter aux rubriques « Éléments importants ayant une incidence sur le bénéfice » et « Autres faits récents » du rapport de gestion d'Emera, intégré par renvoi aux présentes, dont un exemplaire est accessible par voie électronique sous le profil d'Emera dans SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca.

NSPI

NSPI est le principal fournisseur d'électricité en Nouvelle-Écosse, fournissant des services de production, de transport et de distribution d'électricité à environ 557 000 clients et comptant des actifs de 7,1 milliards de dollars et 2 344 employés actifs, au 31 décembre 2024.

NSPI est une entreprise de services publics au sens de la loi de la Nouvelle-Écosse intitulée *Public Utilities Act* et, en vertu de cette loi, elle est assujettie à la réglementation de l'organisme Nova Scotia Utility and Review Board (la « Régie »). La loi intitulée *Public Utilities Act* confère à la Régie un pouvoir de contrôle sur l'exploitation et les dépenses de NSPI. Les tarifs d'électricité exigés des clients de NSPI sont soumis à l'approbation de la Régie. NSPI n'est pas assujettie à un processus annuel de révision tarifaire général, mais participe à l'occasion à des audiences à sa demande ou à celle de la Régie.

NSPI a recours à un mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible approuvé par la Régie lui permettant de recouvrer les coûts variables liés au combustible et certains coûts connexes auprès des clients au moyen de rajustements tarifaires périodiques. Les différences entre les coûts du combustible engagés prudemment, les taux de recouvrement des coûts et les montants recouverts auprès des clients au moyen des tarifs d'électricité au cours d'un exercice sont reportées à titre d'actif ou de passif réglementaire et recouvrées auprès des clients ou remboursées à ceux-ci au cours de périodes futures.

Le RCP réglementé approuvé de NSPI 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 40 pour cent de la base tarifaire approuvée.

Pour plus de précisions sur le cadre réglementaire et les mécanismes de recouvrement de NSPI, se reporter à la note 7, Actifs et passifs réglementaires, dans les états financiers audités, qui sont par les présentes intégrés par renvoi, dont un exemplaire est accessible par voie électronique sous le profil SEDAR+ d'Emera à l'adresse www.sedarplus.ca.

Marché et ventes

| NSPI – Produits tirés de l'électricité et volumes des ventes d'électricité par catégorie de clients | | | | |
|---|-------------------------------------|--------------|---|--------------|
| | Produits tirés de l'électricité (%) | | Volumes des ventes d'électricité en GWh (%) | |
| | 2024 | 2023 | 2024 | 2023 |
| Pour l'exercice clos le 31 décembre | | | | |
| Résidentiel | 55,0 | 55,7 | 48,2 | 47,8 |
| Commercial | 27,5 | 28,4 | 28,8 | 29,2 |
| Industriel | 15,2 | 13,4 | 21,0 | 20,7 |
| Autre | 2,3 | 2,5 | 2,0 | 2,3 |
| Total | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |

Sources et production d'énergie

NSPI est propriétaire d'une capacité de production de 2 422 MW, dont 44 pour cent sont alimentés au charbon et/ou au mazout, 28 pour cent, au gaz naturel et/ou au mazout, 19 pour cent, à l'hydroélectricité, à l'énergie éolienne ou à l'énergie solaire, 7 pour cent, au coke de pétrole (« petcoke ») et 2 pour cent, à la biomasse. De plus, NSPI a conclu des contrats d'achat d'énergie renouvelable avec des PEI, ainsi que des participants au programme COMFIT, qui possèdent une capacité de 533 MW. NSPI a également des droits sur une capacité de 153 MW du lien maritime, ce qui représente les obligations de livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse de NLH, comme il est décrit ci-dessous.

NLH est tenue de fournir 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, NLH a l'obligation de fournir 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 NLH dans le cadre de l'Entente d'accès à l'énergie. Grâce à l'Entente d'accès à l'énergie, NSPI a accès à une offre au prix du marché de la part de NLH d'au plus 1,8 térawattheure (« TWh ») d'énergie au cours d'une année donnée et, en moyenne, à 1,2 TWh d'énergie par an jusqu'au 31 août 2041.

Exploitation du réseau

Le centre de contrôle des opérations de NSPI coordonne et contrôle les installations de production et de transport ainsi que de distribution d'électricité dans le but de fournir un approvisionnement en électricité sécuritaire, fiable et efficace tout en se conformant aux exigences et aux règlements environnementaux applicables. Le centre de contrôle est relié aux centrales et à d'autres installations clés par l'intermédiaire du système Supervisory Control and Data Acquisition, une application logicielle qu'utilisent les opérateurs du système aux fins de surveillance et de commande à distance des actifs du réseau d'électricité au moyen des réseaux de télécommunication de la société.

Par son interconnexion avec NB Power et avec NLH, le réseau de NSPI a accès à d'autres réseaux électriques régionaux et au réseau d'énergie en bloc interconnectés en Amérique du Nord. Ces interconnexions rehaussent la rentabilité, la capacité de réserve et la fiabilité des réseaux d'électricité participants. Les conventions d'interconnexion fournissent également aux entreprises de services publics participantes une réserve d'énergie, sous réserve de sa disponibilité, de la capacité des lignes de transport et des besoins du fournisseur.

NSPI est membre du NPCC, organisme dont le rôle principal est de promouvoir la fiabilité des réseaux d'électricité interconnectés dans le nord-est des États-Unis et l'est du Canada (la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick, le Québec et l'Ontario) en vertu de l'autorité réglementaire de la NERC. Les normes et les exigences en matière de fiabilité de la NERC et du NPCC sont approuvées en vue de leur application en Nouvelle-Écosse par la Régie. NSPI respecte les exigences du NPCC et les normes de la NERC en matière de conception, de planification et d'exploitation de la partie des réseaux électriques interconnectés dont NSPI est propriétaire.

Transport et distribution

NSPI transporte l'électricité de ses centrales et la distribue à ses clients. Le réseau de transport de NSPI est constitué d'environ 5 000 km d'installations de transport. Le réseau de distribution est constitué d'environ 28 000 km d'installations de distribution, ce qui comprend des postes de distribution.

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, permettant 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. Les obligations de livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse de NLH ont débuté le 15 août 2021 et le bloc de la Nouvelle-Écosse sera livré au cours des 35 prochaines années aux termes des conventions de projets.

Contribution au bénéfice net consolidé

La contribution du secteur Services publics d'électricité canadiens au bénéfice net consolidé s'est chiffrée à 232 millions de dollars en 2024 (247 millions de dollars en 2023).

Caractère saisonnier

Les volumes des ventes d'électricité dépendent principalement des conditions météorologiques, du nombre de clients, de la conjoncture économique et des activités liées à la gestion axée sur la demande. Les ventes d'électricité des secteurs résidentiel et commercial en Nouvelle-Écosse sont saisonnières, le T1 étant la période où les ventes sont habituellement les plus élevées en raison du temps plus froid et du moins grand nombre d'heures d'ensoleillement pendant la saison d'hiver.

Investissements en immobilisations

NSPI

Les investissements en immobilisations de NSPI étaient de 487 millions de dollars en 2024 (451 millions de dollars en 2023), y compris la PFUDC. En 2025, NSPI prévoit consacrer 480 millions de dollars, y compris la PFUDC, principalement à des projets d'investissement visant à assurer la fiabilité du réseau électrique et la fiabilité du service pour les clients.

NSPML

NSPML ne prévoit pas d'investissement en immobilisations substantiel en 2025.

Questions environnementales

NSPI est assujettie à des lois et règlements en matière d'environnement, tels qu'ils ont été définis par le gouvernement du Canada et la province. NSPI continue de collaborer avec ces deux paliers de gouvernement afin de se conformer à ces lois et règlements, en maximisant l'efficacité des mesures de contrôle des émissions et en minimisant les coûts pour les clients. NSPI prévoit que les coûts prudemment engagés pour réaliser les réductions prévues par la loi seront recouvrables auprès des clients en vertu du cadre réglementaire qui s'applique aux activités de NSPI. NSPI est exposée aux risques liés à la conformité aux exigences législatives qui se rapportent au climat ou à l'environnement, y compris le risque de non-conformité, ce qui pourrait nuire aux activités et au rendement financier de NSPI. Pour plus de précisions sur ces risques et la législation et la réglementation environnementales, se reporter à la rubrique « Risque d'entreprise et gestion des risques » du rapport de gestion, lequel est intégré par renvoi aux présentes et dont un exemplaire électronique peut être consulté sous le profil d'Emera sur SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca.

Autres lois et règlements touchant l'environnement

Plusieurs évolutions récentes en matière d'environnement se sont produites aux paliers fédéral et provincial, comme il est décrit ci-après à la rubrique « Développement général de l'activité — Services publics d'électricité canadiens — NSPI ». Pour plus de précisions sur les règlements environnementaux touchant NSPI, se reporter également à la notice annuelle de 2024 de NSPI, dont un exemplaire est accessible par voie électronique sous le profil SEDAR+ de NSPI à l'adresse www.sedarplus.ca.

Services publics de gaz naturel et infrastructure

Le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure englobe PGS, NMGC, SeaCoast, Brunswick Pipeline et l'investissement en capitaux propres 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 intraétatique 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.

PGS et NMGC s'approvisionnent en gaz naturel auprès de divers fournisseurs en fonction des besoins de leurs clients. En Floride, le gaz naturel est acheminé au réseau de distribution de PGS au moyen de gazoducs interétatiques qui sont visés par des contrats de capacité de transport fermes conclus par PGS aux fins de la distribution du gaz naturel à ses clients. Le gaz naturel de NMGC est transporté par le réseau de transport interétatique, puis acheminé aux abonnés par l'entremise de son réseau de transport et de distribution interétatique.

Marché et ventes

| PGS, NMGC et SeaCoast – Produits tirés du gaz et volumes des ventes de gaz par catégorie de clients | | | | |
|---|---------------------------|--------------|---|--------------|
| Pour l'exercice clos le 31 décembre | Produits tirés du gaz (%) | | Volumes des ventes de gaz en thermies (%) | |
| | 2024 | 2023 | 2024 | 2023 |
| Résidentiel | 46,7 | 50,3 | 13,1 | 13,2 |
| Commercial | 32,5 | 29,5 | 26,3 | 26,8 |
| Industriel | 6,2 | 6,5 | 51,7 | 51,5 |
| Autre | 14,6 | 13,7 | 8,9 | 8,5 |
| Total | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |

PGS

Au 31 décembre 2024, PGS sert environ 508 000 clients, et elle compte 3,1 milliards de dollars américains d'actifs et 814 employés. PGS possède environ 25 240 kilomètres de canalisations principales destinées au transport du gaz naturel et 14 530 kilomètres de conduites de branchement. La capacité de transport de PGS (soit le volume de gaz naturel livré aux clients, y compris aux clients du service de transport seulement) s'est élevée à 2 milliards de thermies en 2024.

PGS est réglementée par la FPSC. Les tarifs sont établis à un niveau qui permet aux services publics de percevoir les produits totaux ou les produits requis selon un montant correspondant au coût de la prestation des services, majoré d'un rendement du capital investi approprié.

La fourchette approuvée de RCP pour PGS est de 9,15 pour cent à 11,15 pour cent, moyennant une participation autorisée de 54,7 pour cent dans la structure du capital. Un RCP de 10,15 pour cent est utilisé aux fins du calcul du rendement du capital investi recouvré au moyen des clauses de recouvrement des coûts.

Pour plus de précisions sur le cadre réglementaire et les mécanismes de recouvrement de PGS, se reporter à la note 7, Actifs et passifs réglementaires, des états financiers audités, qui sont intégrés aux présentes par renvoi et dont un exemplaire a été déposé par voie électronique sur le site Web de SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca sous le profil d'Emera.

NMGC

Au 31 décembre 2024, NMGC sert environ 550 000 clients, et elle compte 1,5 milliard de dollars américains d'actifs et 750 employés. Elle possède 2 405 km de lignes de transport et 17 810 km de lignes de distribution. En 2024, sa capacité de transport s'établissait à 1 milliard de thermies.

NMGC est assujettie à la réglementation par la NMPRC. Les tarifs sont établis à un niveau qui permet à NMGC de percevoir les produits totaux selon un montant correspondant au coût de la prestation des services, majoré d'un rendement du capital investi approprié.

Le RCP approuvé pour NMGC est de 9,375 pour cent, moyennant une participation autorisée de 52 pour cent dans la structure du capital.

Pour plus de précisions sur le cadre réglementaire et les mécanismes de recouvrement de NMGC, se reporter à la note 7, Actifs et passifs réglementaires, des états financiers audités, qui sont intégrés aux présentes par renvoi et dont un exemplaire a été déposé par voie électronique sur le site Web de SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca sous le profil d'Emera.

Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. La clôture de l'opération est prévue pour la fin de 2025, sous réserve de l'obtention de certaines approbations, dont celle de la NMPRC. Pour de plus amples renseignements sur cette opération imminente, se reporter à la rubrique « Développement général de l'activité — Services publics de gaz naturel et infrastructures » ci-après et à la rubrique « Autres faits récents » du rapport de gestion d'Emera, intégré par renvoi aux présentes, dont un exemplaire est accessible par voie électronique sous le profil d'Emera dans SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca.

EBPC

EBPC est propriétaire du gazoduc Brunswick, soit un gazoduc réglementé de 145 km qui assure le transport du gaz naturel regazéifié et liquéfié depuis le terminal d'importation de GNL Saint John près de Saint John, au Nouveau-Brunswick, jusqu'aux marchés situés dans le nord-est des États-Unis. Le gazoduc traverse le sud-ouest du Nouveau-Brunswick et se raccorde à celui de M&NP à la frontière entre le Canada et les États-Unis près de Baileyville, au Maine.

Depuis sa mise en service en juillet 2009, ce gazoduc a servi uniquement à transporter du gaz naturel pour RENAC aux termes d'une entente de services ferme de 25 ans, qui vient à échéance en 2034. La RCE, qui réglemente le gazoduc Brunswick, l'a classé à titre de « pipeline du groupe II ». Les redevances de Brunswick Pipeline, à titre de pipeline du groupe II réglementé, sont régies par l'ONE en fonction des plaintes, par opposition à un processus d'approbation réglementaire. En l'absence de plainte, la RCE n'effectue pas, en temps normal, d'examen détaillé des redevances de Brunswick Pipeline, qui font l'objet d'une entente de services ferme avec RENAC, comme il est indiqué ci-dessus. L'entente de services ferme prévoit des hausses de redevances prédéterminées après son cinquième et son quinzième anniversaire.

Dépendance économique

Le gazoduc Brunswick a conclu avec RENAC une entente de services de transport ferme de 25 ans qui expire en 2034. Le risque de non-paiement est réduit, étant donné que Repsol, société mère de RENAC, a fourni à EBPC une garantie visant la totalité des obligations de paiement de RENAC aux termes de l'entente de services ferme.

M&NP

Emera est propriétaire d'une participation de 12,9 pour cent dans M&NP, un gazoduc de 1 400 km qui achemine du gaz naturel dans les marchés des provinces de l'Atlantique et du nord-est des États-Unis.

Contribution au bénéfice net consolidé et bénéfice net ajusté consolidé

En 2024, la contribution du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure au bénéfice net consolidé s'est établie à 188 millions de dollars américains (158 millions de dollars américains en 2023). En 2024, la contribution du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure au bénéfice net ajusté consolidé s'est établie à 194 millions de dollars américains (158 millions de dollars américains en 2023). Pour un rapprochement du bénéfice net ajusté de la contribution du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure avec le bénéfice net consolidé, se reporter aux rubriques « Unités de mesure et ratios

financiers non conformes aux PCGR » et « Principales données financières — Services publics de gaz naturel et infrastructure » du rapport de gestion d'Emera, qui est intégré par renvoi dans les présentes et dont un exemplaire a été déposé par voie électronique sous le profil d'Emera dans SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.

Caractère saisonnier

Les volumes des ventes de gaz dépendent principalement de la conjoncture économique, de la situation démographique et des conditions météorologiques. Les ventes de gaz des secteurs résidentiel et commercial sont saisonnières. En Floride et au Nouveau-Mexique, le premier trimestre, soit la période la plus froide et comptant la plus grande demande de chauffage, est la période la plus forte pour les ventes de gaz.

Investissements en immobilisations

Les investissements en immobilisations, y compris la PFUDC, dans PGS étaient de 323 millions de dollars américains en 2024 (495 millions de dollars américains en 2023 pour le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure). En 2025, les investissements en immobilisations de PGS devraient s'élever à environ 360 millions de dollars américains, y compris la PFUDC. PGS réalisera des investissements pour maintenir la fiabilité de ses systèmes et soutenir la croissance de la clientèle.

Questions environnementales

Les activités de PGS sont assujetties à des lois, à des règles et à des règlements fédéraux, étatiques et locaux portant sur le déversement de matières dans l'environnement et la protection de l'environnement, lesquels nécessitent généralement d'engager des dépenses aux fins de surveillance, d'obtention de permis et d'autres dépenses continues. Auparavant, TEC était une partie potentiellement responsable (« PPR ») à l'égard de certains sites visés par un « Superfund » par l'entremise de sa division Tampa Electric et d'anciennes divisions PGS, ainsi que d'anciens sites d'usines de gaz manufacturé par l'entremise de sa division PGS. À la suite de la séparation de la division PGS en une entité juridique distincte, Peoples Gas System, Inc. est maintenant une PPR pour ces sites (en plus de PPR tiers dans le cas de certains sites). Pour plus de précisions, se reporter à la note 28, Engagements et éventualités — Poursuites judiciaires — Sites visés par un « Superfund » et anciens sites d'usines de gaz manufacturé dans les états financiers audités, lequel est intégré par renvoi aux présentes et dont un exemplaire électronique peut être consulté sous le profil d'Emera sur SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca.

Le gazoduc Brunswick est assujéti à la réglementation sur l'environnement fédérale et provinciale. Le gazoduc Brunswick a mis en place des programmes complets liés à l'intégrité, à la sécurité et à l'environnement, y compris un système de gestion intégré afin d'assurer la conformité et l'amélioration continue de ces programmes environnementaux. Brunswick Pipeline procède également à des inspections physiques régulièrement planifiées du gazoduc et de l'emprise.

Autres services publics d'électricité

Le secteur Autres services publics d'électricité englobe 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 et un investissement en capitaux propres dans Lucelec, située sur l'île de Sainte-Lucie.

Marché et ventes

Les produits d'exploitation des autres services publics d'électricité étaient de 413 millions de dollars américains en 2024 (390 millions de dollars américains en 2023) et les volumes des ventes d'électricité étaient de 1 307 GWh en 2024 (1 260 GWh en 2023).

BLPC

Au 31 décembre 2024, BLPC dessert environ 135 000 clients et compte des actifs de 538 millions de dollars américains ainsi que 432 employés. BLPC possède une capacité de production de 243 MW, dont 96 pour cent proviennent de centrales au mazout et 4 pour cent, de l'énergie solaire. Le réseau de transport de BLPC est constitué de lignes de transport parcourant 188 km, y compris des postes importants reliés au réseau de transport et de distribution. Le réseau de distribution est constitué de lignes de distribution parcourant 3 989 km, ce qui comprend des postes de distribution.

BLPC exerce actuellement ses activités dans le cadre d'une licence unique intégrée lui permettant de produire, de transporter et de distribuer de l'électricité sur l'île de la Barbade jusqu'en 2028. En 2019, le gouvernement de la Barbade a adopté une loi exigeant plusieurs licences pour l'approvisionnement en électricité. En 2021, BLPC a conclu un accord commercial avec le gouvernement de la Barbade pour chacun des types de licence, sous réserve de l'adoption de la législation d'application. La date de la promulgation finale n'est pas encore connue, mais BLPC travaillera à la mise en œuvre des licences une fois qu'elles auront été promulguées.

BLPC est réglementée par la FTC. Les tarifs sont fixés pour couvrir les coûts engagés prudemment afin de fournir des services d'électricité aux clients, tout en offrant un rendement des capitaux engagés approprié. Le taux de rendement réglementé approuvé de la base tarifaire de BLPC est de 10 pour cent.

Pour plus de précisions et de faits récents touchant BLPC, se reporter à la rubrique « Développement général de l'activité — Autres services publics d'électricité » ci-après.

GBPC

Au 31 décembre 2024, GBPC dessert environ 19 500 clients, possède des actifs de 340 millions de dollars américains et compte 206 employés. GBPC est dotée de centrales au mazout d'une capacité de 98 MW, d'installations de transport s'étendant sur environ 90 kilomètres et d'installations de distribution s'étendant sur 994 kilomètres.

Par le passé, GBPC était réglementée par la GBPA. Les tarifs sont fixés pour couvrir les coûts engagés prudemment afin de fournir des services d'électricité aux clients, tout en offrant un rendement sur les tarifs de base approprié. Le rendement réglementé approuvé au titre de la base tarifaire de GBPC est de 8,52 pour cent.

Pour plus de précisions et de faits récents touchant GBPC, se reporter à la rubrique « Développement général de l'activité — Autres services publics d'électricité » ci-après.

Pour plus de précisions sur le cadre réglementaire et les mécanismes de recouvrement, se reporter à la note 7, Actifs et passifs réglementaires, des états financiers audités, qui sont intégrés aux présentes par renvoi et dont un exemplaire a été déposé par voie électronique sur le site Web de SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca sous le profil d'Emera.

Exploitation du système

BLPC et GBPC ont des centres de contrôle de système qui sont chargés de la coordination et du contrôle de leurs installations de production et de transport d'électricité dans le but d'assurer un approvisionnement en électricité fiable et sûr tout en maintenant une économie d'exploitation. Les centres de contrôle des systèmes de production et de transport sont reliés à leurs centrales électriques et à d'autres parties clés du réseau par les systèmes « Supervisory Control and Data Acquisition », grâce à des réseaux de communications par fibre optique, par voix et de transmission de données.

Transport et distribution

BLPC et GBPC transportent et distribuent de l'électricité à partir de leurs centrales électriques à leurs clients.

Contribution au bénéfice net consolidé et au bénéfice net ajusté

En 2024, la contribution du secteur Autres services publics d'électricité au bénéfice net consolidé représentait 35 millions de dollars américains (28 millions de dollars américains en 2023). La contribution du secteur Autres services publics d'électricité au bénéfice net ajusté consolidé s'est établie à 35 millions de dollars américains en 2024 (26 millions de dollars américains en 2023). Pour un rapprochement du bénéfice net ajusté du secteur Autres services publics d'électricité avec le bénéfice net consolidé, se reporter aux rubriques « Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR » et « Principales données financières — Autres services publics d'électricité » du rapport de gestion d'Emera, lequel est intégré par renvoi aux présentes et dont un exemplaire électronique peut être consulté sous le profil d'Emera sur SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca.

Caractère saisonnier

Les ventes d'électricité et la production connexe varient considérablement au cours d'une année dans les Caraïbes; le troisième trimestre étant généralement le plus rentable, en raison des températures plus chaudes. L'île de Grand Bahama est aussi particulièrement exposée aux tempêtes tropicales et aux ouragans durant le troisième trimestre.

Investissements en immobilisations

Les investissements en immobilisations du secteur Autres services publics d'électricité (y compris la PFUDC) pour 2024 étaient de 59 millions de dollars américains (47 millions de dollars américains en 2023). En 2025, les investissements en immobilisations devraient s'élever à environ 140 millions de dollars américains, y compris la PFUDC, et viser principalement des sources de production plus efficaces et plus propres, y compris les énergies renouvelables et le stockage par batteries.

Questions environnementales

Les services publics des Caraïbes d'Emera ont mis en œuvre des systèmes officiels de gestion de la santé, de la sécurité et de l'environnement en vue d'aider à protéger la santé et la sécurité de ses employés, des entrepreneurs et de la clientèle, tout en veillant à la protection de l'environnement.

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 le siège social, Emera Energy Services (« EES »), entreprise de commercialisation et de négociation d'énergie physique; une participation en coentreprise de 50 pour cent dans Bear Swamp, centrale hydroélectrique à réserve pompée de 660 MW située dans le nord-ouest de l'État du Massachusetts; et Block Energy. Au quatrième trimestre de 2024, Block Energy a entamé le processus de liquidation de ses activités.

Les éléments du siège social inclus 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, 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.

Emera Energy

EES tire ses produits et ses bénéfices de la commercialisation et de la négociation en gros de gaz naturel et d'électricité à l'intérieur du cadre strict des limites de la tolérance au risque de la société, notamment en ce qui a trait à la valeur à risque et au crédit. EES achète et vend du gaz naturel et de l'électricité physiques ainsi que les droits liés à la capacité de transport et de distribution connexes et offre des services de gestion d'actifs énergétiques s'y rapportant. Le marché principal des activités de commercialisation et de négociation du gaz naturel et de l'électricité est le nord-est de l'Amérique du Nord, y compris les zones d'approvisionnement du gaz de schiste Marcellus et Utica. EES est également un acteur sur les marchés du gaz naturel du sud-ouest des États-Unis, de la côte du golfe du Mexique américaine, du Midwest américain, et de l'Alberta et de la région centrale du Canada. Les cocontractants dans le cadre de ces activités comprennent des entreprises de services publics dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel, des producteurs gaziers, des producteurs d'électricité ainsi que d'autres entités de commercialisation et de négociation. Les activités d'EES sont exercées dans un secteur concurrentiel et, à cette fin, il est nécessaire de bien connaître les marchés énergétiques de la région en plus de bien comprendre l'infrastructure des gazoducs et l'infrastructure de transport, de posséder un réseau de relations auprès des cocontractants et de demeurer axé sur le service à la clientèle. EES gère le risque lié aux produits de base auquel elle est assujettie en limitant les positions ouvertes, en utilisant des produits financiers pour couvrir ses achats et ses ventes et en investissant dans les droits liés à la capacité de transport pour assurer l'acheminement des produits dans l'ensemble de son portefeuille.

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, le premier et le 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.

Contribution au bénéfice net consolidé et au bénéfice net ajusté

La contribution du secteur Autres au bénéfice net consolidé a représenté une perte de 686 millions de dollars en 2024 (une perte de 147 millions de dollars en 2023). La contribution du secteur Autres au bénéfice net ajusté consolidé a représenté une perte de 342 millions de dollars en 2024 (une perte de 314 millions de dollars en 2023). Pour plus de précisions sur la mesure non conforme aux PCGR, bénéfice net ajusté, se reporter aux rubriques « Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR » et « Principales données financières — Autres » du rapport de gestion, lequel est intégré par renvoi aux présentes et dont un exemplaire électronique peut être consulté sous le profil d'Emera sur SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca.

Investissements en immobilisations

Les investissements en immobilisations du secteur Autres ne devraient pas être importants en 2025.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

Historique des trois derniers exercices et changements attendus en 2025

Le texte qui suit résume les principaux développements des activités et de l'exploitation d'Emera au cours des trois derniers exercices clos et les changements attendus au cours de l'exercice en cours.

Services publics d'électricité de la Floride

Tarifs de base

Le 16 août 2022, la FPSC a approuvé la demande de TEC d'augmenter les produits et le RCP en raison de l'augmentation du taux de rendement des obligations du Trésor des États-Unis d'une durée de 30 ans

aux termes d'une convention de règlement obtenue et approuvée en 2021. Depuis le 1^{er} juillet 2022, le RCP médian était de 10,20 pour cent, et la fourchette était de 9,25 pour cent à 11,25 pour cent.

Le 16 août 2023, TEC a déposé une demande de mise en œuvre des dispositions relatives à l'ajustement du tarif de base pour la production de 2024, conformément à la convention de règlement sur les tarifs de 2021. Incluant l'ajustement du RCP de TEC, l'augmentation de 22 millions de dollars américains a été approuvée par la FPSC le 17 novembre 2023.

Le 2 avril 2024, TEC a déposé une demande de hausse tarifaire auprès de la FPSC. Le 3 décembre 2024, la FPSC a rendu une décision qui prévoit des hausses annuelles du taux de base de 185 millions de dollars américains en 2025 et des ajustements de 87 millions de dollars américains et de 9 millions de dollars américains en 2026 et en 2027, respectivement. Les tarifs comprennent un recouvrement des coûts liés aux projets de production d'énergie solaire, à l'augmentation de la capacité de stockage d'énergie, un centre de conduite du réseau plus résilient et modernisé, ainsi que d'autres projets visant à rehausser la résilience et la fiabilité. La participation autorisée dans la structure du capital continuera d'être de 54 pour cent à l'égard du capital provenant d'investisseurs et le RCP réglementé approuvé se situe entre 9,50 pour cent et 11,50 pour cent avec un rendement médian de 10,50 pour cent. Le 3 février 2025, la FPSC a publié l'ordonnance finale approuvant la décision, qui a pris effet le 1^{er} janvier 2025. Le 18 février 2025, une demande de réexamen de certains aspects de l'ordonnance de tarification a été déposée auprès de la FPSC. TEC répondra à cette demande en février 2025. Elle s'attend à ce que la FPSC rende une décision finale sur la demande au deuxième trimestre de 2025.

Recouvrement des coûts du combustible

Le rajustement à mi-parcours des frais de combustible demandé par TEC le 19 janvier 2022 a été approuvé le 1^{er} mars 2022. L'augmentation des tarifs, qui est entrée en vigueur avec le premier cycle de facturation en avril 2022, couvre la hausse de 169 millions de dollars américains des coûts de combustible et de capacité. Elle a été répartie sur les factures des clients du 1^{er} avril 2022 jusqu'en décembre 2022.

Le 23 janvier 2023, TEC a demandé un rajustement de ses frais de combustible afin de récupérer le recouvrement déficitaire des coûts du combustible de 2022 d'un montant de 518 millions de dollars américains sur une période de 21 mois. Pour tenir compte de la réduction des prix du gaz naturel depuis septembre 2022, la demande comprenait également un rajustement des coûts du combustible prévus pour 2023 représentant une diminution prévue de 170 millions de dollars américains pour le reste de l'exercice 2023. Les changements ont été approuvés par la FPSC le 7 mars 2023 et sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2023.

Le 2 avril 2024, TEC a demandé un rajustement à mi-parcours de ses frais de combustible et de capacité, reflétant une réduction de 138 millions de dollars américains sur 12 mois, de juin 2024 à mai 2025. Ce rajustement à la baisse a été demandé parce que les prix réels et projetés du gaz naturel en 2024 ont diminué par rapport au moment où TEC a soumis ses coûts projetés pour 2024, à l'automne 2023. Le 7 mai 2024, la FPSC a approuvé le rajustement à mi-parcours.

Projet de modernisation de la centrale Big Bend

TEC a investi 876 millions de dollars américains, y compris 91 millions de dollars américains de la PFUPC, entre 2018 et 2022 afin d'assurer la modernisation de sa centrale Big Bend. Ce projet de modernisation a rééquipé l'unité 1 de Big Bend avec du gaz naturel utilisant la technologie de gazéification intégrée à cycle combiné et a éliminé le charbon comme combustible de cette unité. Dans le cadre du projet de modernisation, TEC a mis hors service les composants de l'unité 1 qui ne seraient pas utilisés dans la centrale modernisée, dans l'unité 2 de Big Bend ainsi que dans l'unité 3 de Big Bend en 2020, 2021 et 2023, respectivement.

Selon l'entente de règlement de 2021, TEC devait recouvrer les coûts associés au projet de modernisation de la centrale Big Bend en deux phases. La première phase consistait en une hausse des produits afin de couvrir notamment les coûts des actifs en service en 2022. Les coûts résiduels du projet ont été recouverts au moyen du rajustement entrant en vigueur à compter de l'exercice 2023. L'entente de règlement prévoit

également une nouvelle charge qui servira à recouvrer les coûts résiduels liés à la mise hors service des actifs de production au charbon des unités 1 à 3 de la centrale Big Bend. Cette charge est répartie sur 15 ans, à compter du 1^{er} janvier 2022. Ce mécanisme de recouvrement est autorisé par la convention de règlement approuvée par la FPSC en 2021, et ce, même après son expiration.

Réserve en cas de tempête

En septembre 2022, TEC a subi l'impact de l'ouragan Ian, dont 119 millions de dollars américains en coûts de restauration ont été imputés à la réserve en cas de tempête approuvée par la FPSC de TEC. Le 23 janvier 2023, TEC a déposé une demande auprès de la FPSC afin de recouvrer l'actif réglementaire de la réserve en cas de tempête et de ramener le solde de la réserve en cas de tempête au montant de la réserve en cas de tempête approuvé, soit 56 millions de dollars américains, pour un total de 131 millions de dollars américains. La surcharge au titre du recouvrement des coûts liés aux tempêtes a été approuvée par la FPSC le 7 mars 2023 et TEC a commencé à l'appliquer en avril 2023. Par la suite, le 9 novembre 2023, la FPSC a approuvé la demande de TEC, déposée le 16 août 2023, visant à mettre à jour la perception totale des coûts liés aux tempêtes à 134 millions de dollars américains. Le solde restant de 29 millions de dollars américains au 31 décembre 2023 a été recueilli au cours d'une période de douze mois, en 2024.

Au cours du troisième trimestre de 2023, les activités de TEC ont été perturbées par l'ouragan Idalia. Les coûts de restauration liés aux dommages causés par la tempête se sont élevés à environ 35 millions de dollars américains et ont été imputés à l'actif réglementaire de la réserve en cas de tempêtes, ce qui a eu un impact minime sur les résultats.

Le 26 septembre 2024, l'ouragan Helene est passé à 160 kilomètres (100 milles) à l'ouest de Tampa et a touché terre à environ 300 kilomètres (200 milles) au nord de Tampa, dans le comté de Taylor, en tant qu'ouragan de catégorie 4. Le territoire de service de TEC a été touché par des vents de force tempête tropicale et des ondes de tempête, qui ont eu pour effet de priver d'électricité 100 000 clients au plus fort de la panne. Au 31 décembre 2024, TEC a reporté un montant de 49 millions de dollars américains dans la réserve en cas de tempête en vue d'un recouvrement futur.

Le 9 octobre 2024, l'ouragan Milton a touché terre à environ 80 kilomètres (50 milles) au sud de Tampa, près de Sarasota, et a constitué l'événement météorologique le plus dévastateur qu'ait connu la région depuis plus de 100 ans. L'ouragan de catégorie 3 a eu des répercussions importantes sur le territoire de service de TEC, privant d'électricité 600 000 clients au plus fort de la panne. Au 31 décembre 2024, TEC a reporté un montant de 340 millions de dollars américains dans la réserve en cas de tempête en vue d'un recouvrement futur.

Au 31 décembre 2024, le total des coûts de restauration comptabilisés dans le compte de réserve en cas de tempête était supérieur au solde de la réserve en cas de tempête et, par conséquent, un montant de 377 millions de dollars américains a été reporté à titre d'actif réglementaire en vue d'un recouvrement futur. Le 4 février 2025, la FPSC a approuvé la demande de TEC déposée le 27 décembre 2024 concernant le recouvrement de 466 millions de dollars américains des coûts associés aux ouragans Idalia, Debby, Helene et Milton, ainsi que les intérêts connexes pour reconstituer la réserve en cas de tempête sur une période de recouvrement de 18 mois commençant en mars 2025. Le montant du recouvrement des coûts est soumis à un mécanisme d'ajustement d'égalisation avec la FPSC.

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

La clause de recouvrement des coûts du plan de protection contre les tempêtes (« PPCT ») prévoit un processus permettant aux services publics de la Floride qui appartiennent à des investisseurs, dont TEC, de recouvrer les coûts engagés pour mettre en place des mesures supplémentaires — non comprises dans les tarifs de base — visant à rendre le réseau de transport et de distribution plus résistant aux tempêtes. Les écarts entre les coûts prudemment engagés recouvrables en vertu d'une clause et les sommes recouvrées auprès des clients au moyen des tarifs d'électricité au cours d'une année donnée sont reportés et recouverts auprès des clients ou remis à ceux-ci au cours d'une année subséquente. Le plan actuel s'appliquait aux années 2023, 2024 et 2025, et il a été approuvé par la FPSC le 4 octobre 2022.

Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique « Cadre réglementaire et mises à jour — Entreprise de services publics d'électricité en Floride » de la note 7, Actifs et passifs réglementaires, des états financiers audités, qui est intégrée aux présentes par renvoi et dont un exemplaire a été déposé par voie électronique sur le site Web de SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca sous le profil d'Emera.

Services publics d'électricité canadiens

NSPI

Demande générale de hausse tarifaire et accord de règlement

Le 2 février 2023, la Régie a approuvé l'accord de règlement relatif à la demande générale de hausse tarifaire entre NSPI, les principaux représentants des clients et les groupes d'intérêt participants, ce qui s'est traduit par une augmentation moyenne des tarifs de 6,9 pour cent à compter du 2 février 2023 et une augmentation moyenne supplémentaire de 6,5 pour cent à compter du 1^{er} janvier 2024, tout recouvrement déficitaire ou excédentaire des coûts du combustible étant traité dans le cadre du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible établi par la Régie. Le 27 mars 2023, la Régie a rendu une décision définitive approuvant les tarifs d'électricité qui sont entrés en vigueur le 2 février 2023.

L'accord de règlement adoptait une clause liée aux tempêtes pour chacune des années 2023, 2024 et 2025, laquelle permet à NSPI de demander à la Régie le report et le recouvrement des dépenses si les dépenses de restauration après tempête majeure dépassent environ 10 millions de dollars au cours d'une année donnée. La clause liée aux tempêtes est entrée en vigueur le 2 février 2023, soit la date de la décision au sujet de la demande générale de hausse tarifaire. La demande de report et de recouvrement en vertu de la clause liée aux tempêtes est faite dans l'année qui suit l'année des coûts encourus, le recouvrement commençant dans l'année qui suit la demande. Le 2 décembre 2024, la Régie a approuvé le recouvrement de 24 millions de dollars de coûts de restauration après tempête majeure et de coûts de financement supplémentaires qui avaient été reportés aux termes de la clause liée aux tempêtes de NSPI en 2023. Le recouvrement de ces coûts s'échelonna sur une période de 12 mois commençant le 1^{er} janvier 2025.

L'accord de règlement établissait également une clause d'effacement de consommation, qui permet à NSPI de recouvrer les coûts associés aux programmes d'effacement de consommation développés et fournis par EfficiencyOne, entité tierce qui détient actuellement les droits de prestation de services en matière d'efficacité et de conservation énergétique dans la province et réglementée par la Régie. La clause d'effacement de consommation est entrée en vigueur le 2 février 2023, soit la date de la décision au sujet de la demande générale de hausse tarifaire. Les écarts entre les coûts associés au programme d'effacement de consommation et les montants recouverts auprès des consommateurs dans les tarifs d'électricité sont reportés vers un actif ou passif réglementaire d'effacement de consommation et recouverts auprès des consommateurs ou remis aux consommateurs ultérieurement.

Recouvrement des coûts du combustible

Le 17 avril 2024, la Régie a approuvé la vente de 117 millions de dollars de l'actif réglementaire du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible à Invest Nova Scotia, une société d'État provinciale. Le 30 avril 2024, l'opération a été conclue et le montant de 117 millions de dollars a été remis à NSPI, ce qui a entraîné une diminution correspondante de l'actif réglementaire du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible. NSPI perçoit auprès des clients les coûts d'amortissement et de financement liés au montant de 117 millions de dollars pour le compte d'Invest Nova Scotia sur une période de 10 ans depuis le deuxième trimestre de 2024 et remet ces montants à celle-ci chaque trimestre.

Le 24 septembre 2024, le gouvernement du Canada a finalisé un accord avec NSPI, NSPML et la province au sujet des modalités d'une garantie de prêt fédérale de 500 millions de dollars en titres de créance devant être émis par NSPML en vue d'aider les clients de la Nouvelle-Écosse à gérer les coûts non recouverts de l'énergie de remplacement qui a été nécessaire pendant les nombreuses années de retard du projet d'hydroélectricité de Muskrat Falls. Le 25 septembre 2024, NSPI et NSPML ont déposé des demandes auprès de la Régie concernant la garantie de prêt fédérale. Le 29 novembre 2024, la Régie a approuvé la

demande de NSPML d'émettre les titres de créance, de transférer le produit à NSPI en tant que remboursement d'une partie des paiements antérieurs au titre de l'évaluation de NSPML et d'augmenter sa redevance d'évaluation annuelle à NSPI pour recouvrer le remboursement et les coûts de financement connexes sur une période de 28 ans. Le 16 décembre 2024, le produit net de l'émission de titres de créance de NSPML a été transféré à NSPI et appliqué au solde de l'actif réglementaire du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible. Le 18 février 2025, la Régie a approuvé la demande d'augmentation des prix du combustible en 2025 pour assurer le service de la dette supplémentaire de NSPML déposée par NSPI.

Ouragan Fiona

Le 27 juin 2024, la Régie a approuvé le report de la comptabilisation des charges d'exploitation supplémentaires de 25 millions de dollars engagées pendant les efforts de restauration après le passage de l'ouragan Fiona en septembre 2022. À la suite de l'approbation de la Régie, le montant de 25 millions de dollars a été reclassé du poste « Autres actifs à long terme » au poste « Actifs réglementaires ». La Régie a également ordonné à NSPI de reclasser 10 millions de dollars de coûts non amortis liés aux actifs mis hors service en raison de l'ouragan Fiona dans les « Actifs réglementaires » au lieu des « Immobilisations corporelles » dans les bilans consolidés. NSPI a commencé à amortir ces deux actifs réglementaires sur une période de 10 ans à compter du 1^{er} juillet 2024.

Questions réglementaires – Généralités

Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique « Cadre réglementaire et mises à jour — Entreprises de services publics d'électricité au Canada – NSPI » de la note 7, Actifs et passifs réglementaires dans les états financiers audités, lesquels sont intégrés par renvoi aux présentes, dont un exemplaire est accessible par voie électronique sous le profil d'Emera dans SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca.

Projet de système de stockage d'énergie par batterie (le « projet SSEB »)

Le 13 juin 2024, la Régie a approuvé un investissement en immobilisations de 238 millions de dollars, y compris la PFUPC, pour le projet SSEB. Le projet comprend trois installations de batteries de 50 MW d'une durée de quatre heures. Deux installations devraient être mises en service vers la fin de 2025 et la troisième, en 2026.

Lois et règlements en matière environnementale

Nova Scotia Energy Reform Act

Le 5 avril 2024, la province a adopté le projet de loi 404, intitulée *Energy Reform (2024) Act*. Cette législation adoptait ainsi certaines recommandations présentées par le Groupe de travail pour des solutions en matière d'électricité propre, lequel groupe a été créé par la province afin de conseiller le gouvernement provincial relativement à la transition de la Nouvelle-Écosse du charbon vers des sources d'énergie plus renouvelables. La loi a promulgué celle intitulée *Energy and Regulatory Board Act*, en vertu de laquelle a été établi le Nova Scotia Energy Board (« NSEB »). Le NSEB est un nouveau conseil qui réglementera les entités du secteur de l'énergie et des services publics en Nouvelle-Écosse et dont le mandat est de se concentrer davantage sur la satisfaction des besoins de transition énergétique. La loi promulgue également celle intitulée *More Access to Energy Act*, qui prévoit l'établissement d'un exploitant indépendant du réseau d'électricité de la province de Terre-Neuve (*Nova Scotia Independent Energy System Operator*, ou « NSIESO »). La province avait déjà annoncé que les responsabilités du NSIESO comprendraient la gestion de l'exploitation du réseau électrique, la connexion des projets d'énergie renouvelable au réseau, la planification du réseau et l'ajout de nouvelles sources d'énergie. NSPI s'engage pleinement à appuyer la province dans le cadre de ces initiatives.

Règlement sur l'électricité propre (« REP »)

Le 17 décembre 2024, Environnement et Changement climatique Canada a publié une version finale du REP. Le REP établit des normes de performance pour limiter davantage les émissions de GES provenant

de l'électricité produite à partir de combustibles fossiles à compter de 2035 et contribue à concrétiser l'intention du gouvernement du Canada d'atteindre un réseau électrique carboneutre d'ici 2050. Le respect de la version finale du REP ne devrait pas nécessiter d'investissements en immobilisations supplémentaires considérables pour atteindre les cibles de 2030, étant donné que les investissements en immobilisations prévus par NSPI pour cette période sont motivés par les objectifs de la province visant à abandonner le charbon et à augmenter à 80 pour cent la proportion de ventes d'électricité d'origine renouvelable d'ici 2030.

Réglementation sur l'énergie renouvelable en Nouvelle-Écosse (« RER »)

Conformément à la réglementation intitulée *Renewable Electricity Regulations* (Réglementation sur les énergies renouvelables), à partir de 2020, 40 pour cent des ventes d'électricité de NSPI doivent provenir de sources renouvelables. NSPI a atteint cette cible en 2024 et en 2023 du fait que 42 pour cent et 43 pour cent, respectivement, des ventes d'électricité proviennent de sources renouvelables. Les ventes d'énergie renouvelable en 2024 sont sous réserve d'une attestation de conformité.

En raison du retard dans la livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse à NSPI, la province a fourni un plan de conformité de remplacement exigeant que NSPI réalise 40 pour cent des ventes d'électricité de NSPI à partir de sources renouvelables pendant la période allant de 2020 à 2022. Étant donné que la livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse a commencé plus tard que prévu, et qu'il y a eu d'autres interruptions de l'approvisionnement en raison de retards dans le projet LIL, NSPI n'a pas été en mesure de répondre aux exigences du plan de conformité de remplacement.

Le 6 avril 2023, la province a imposé une pénalité de 10 millions de dollars à NSPI pour non-respect de la période de conformité de la Réglementation sur l'énergie renouvelable se terminant en 2022. La pénalité a été comptabilisée au poste « Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales » des états des résultats consolidés.

Le 26 mai 2023, NSPI a entrepris, par la voie d'une procédure auprès de la Régie, des démarches pour contester la pénalité de 10 millions de dollars imposée à NSPI par la province pour non-respect de la période de conformité de la Réglementation sur l'énergie renouvelable se terminant en 2022. L'audience est actuellement prévue pour juin 2025.

Règlements sur la tarification du carbone

NSPI est obligée de participer au programme de tarification de la pollution par le carbone du régime de tarification fondé sur la production de la Nouvelle-Écosse (le « régime de tarification fondé sur la production »), qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2023. Le régime de tarification fondé sur la production de la Nouvelle-Écosse met en œuvre l'application de normes de rendement en matière d'émissions GES pour les grands émetteurs industriels de GES variant selon le type de carburant. Les émissions de GES dépassant les normes de concentration prescrites sont assujetties à une tarification du carbone qui commence à 65 \$ par tonne en 2023 et qui augmente de 15 \$ par tonne chaque année, pour atteindre 170 \$ par tonne en 2030. Le cadre réglementaire de NSPI prévoit le recouvrement des coûts prudemment engagés pour se conformer aux programmes de tarification du carbone en vertu de son mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible.

Règlement sur le programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse

NSPI participait au programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse et était soumise à la période de conformité de 2019 à 2022. NSPI a reçu des quotas d'émissions et a eu le droit d'acheter jusqu'à cinq pour cent des crédits disponibles à des ventes aux enchères provinciales. Les crédits manquants devaient être achetés directement de la province. Puisque l'électricité reçue de Muskrat Falls était moindre que prévu pendant la période de conformité, il a été nécessaire d'avoir recours à des sources produisant davantage de carbone. Le 16 mars 2023, la province a fourni à NSPI des quotas d'émissions suffisants pour assurer la conformité pour la période de conformité de 2019 à 2022. De ce fait, les coûts liés à la conformité cumulés de 166 millions de dollars ont été annulés au premier trimestre de 2023. Les crédits achetés par NSPI lors de ventes aux enchères provinciales d'un montant de 6 millions de dollars

n'ont pas été remboursés et aucun autre coût n'a été engagé pour se conformer au programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse.

Autre législation

Modifications de la Loi sur l'électricité

En avril 2023, la province a adopté des modifications à la loi intitulée *Electricity Act* (la « Loi sur l'électricité »), qui lui permettent de publier des demandes de propositions pour le stockage de l'énergie en Nouvelle-Écosse, similaires au processus d'approvisionnement actuel pour l'énergie renouvelable. De plus, les modifications à la Loi sur l'électricité permettent au gouverneur en conseil d'approuver des projets de stockage d'énergie uniques ou innovateurs offrant des avantages pour le réseau électrique et réduisant les coûts pour les consommateurs.

En novembre 2023, la province a adopté des modifications à la Loi sur l'électricité, qui permettent au gouverneur en conseil d'approuver les projets de stockage d'énergie proposés par une entreprise de services publics et détenus en totalité ou en majorité par celle-ci si le projet est dans l'intérêt supérieur des contribuables. En outre, les modifications à la Loi sur l'électricité élargissent la capacité de la province à exiger de NSPI qu'elle conclue des contrats d'achat d'électricité avec des installations de production d'énergie renouvelable en l'habilitant à exiger de NSPI qu'elle conclue un contrat pour la vente d'électricité à des clients déterminés. Cela permet à ces clients d'acheter de l'électricité renouvelable à des producteurs déterminés, NSPI gérant le transport et la vente de l'énergie. Le 21 décembre 2023, le gouverneur en conseil a promulgué des règlements qui ordonnent à NSPI d'installer trois batteries avant acheminement sur le réseau de 50 MW d'une durée de quatre heures dans le cadre des actifs réglementés de NSPI. En 2024, la Régie a approuvé le projet SSEB. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique « Questions réglementaires – Généralités », ci-dessus.

Modification des pénalités relatives aux normes de rendement

Le 12 avril 2023, la province a promulgué des modifications à la loi intitulée *Public Utilities Act* (la « Loi sur les services publics »), qui ont fait passer de 1 million de dollars à 25 millions de dollars le total cumulatif des pénalités administratives que la Régie pourrait imposer à NSPI pour non-respect des normes de rendement actuelles et futures au cours d'une année civile. Toutes les pénalités administratives imposées à NSPI doivent être créditées aux clients, et NSPI ne peut pas recouvrer les pénalités administratives imposées par l'intermédiaire des tarifs.

NSPML

Projet de lien maritime

En février 2022, la Régie a rendu sa décision et son ordonnance approuvant la demande de NSPML à l'égard de la base tarifaire pour un montant d'environ 1,8 milliard de dollars, moins les coûts de 9 millions de dollars (7 millions de dollars après impôts) qui n'auraient pas été recouvrables autrement s'ils avaient été engagés par NSPI. NSPML a également reçu l'autorisation de percevoir jusqu'à 168 millions de dollars auprès de NSPI pour le recouvrement des coûts associés au lien maritime en 2022. Cette somme était assujettie à une retenue pouvant atteindre 2 millions de dollars par mois à compter d'avril 2022, dont la libération était conditionnelle à la réception au cours de ce mois d'au moins 90 pour cent des livraisons du bloc de la Nouvelle-Écosse, y compris les livraisons d'énergie supplémentaires.

En décembre 2022, NSPML a obtenu l'approbation de la Régie pour percevoir auprès de NSPI jusqu'à 164 millions de dollars pour le recouvrement des coûts associés au lien maritime en 2023, somme assujettie à une retenue mensuelle pouvant atteindre 2 millions de dollars qui a augmenté à 4 millions de dollars à compter de décembre 2023, comme il est indiqué ci-dessous.

Le 4 octobre 2023 et le 31 janvier 2024, la Régie a rendu des décisions apportant des éclaircissements sur les aspects restants du mécanisme de retenue pour le lien maritime, principalement en ce qui a trait au déblocage des fonds des retenues passées et futures et aux exigences pour mettre fin au mécanisme de

retenue. Dans ces décisions, la Régie a accepté qu'une tranche de 12 millions de dollars (8 millions de dollars pour 2022 et 4 millions de dollars pour 2023) de la retenue de garantie précédemment comptabilisée reste créditée aux reports liés au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible de NSPI, le reste étant retourné à NSPML et comptabilisé au poste « Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites » dans les états financiers consolidés d'Emera. La Régie a également confirmé que le mécanisme de retenue allait cesser une fois que 90 pour cent des livraisons du bloc de la Nouvelle-Écosse auront été effectuées pendant 12 mois consécutifs (sous réserve d'un allègement potentiel en cas d'interruptions planifiées ou de circonstances exceptionnelles) et que le solde net impayé pour l'énergie du bloc de la Nouvelle-Écosse précédemment non livrée sera inférieur à 10 pour cent du montant annuel prévu par le contrat. En outre, la Régie a augmenté le montant de la retenue mensuelle pour le faire passer de 2 millions de dollars à 4 millions de dollars à compter du 1^{er} décembre 2023.

Le 21 décembre 2023, NSPML a obtenu l'approbation de la Régie pour percevoir auprès de NSPI jusqu'à 164 millions de dollars pour le recouvrement des coûts associés au lien maritime en 2024, somme assujettie à une retenue de 4 millions de dollars par mois.

Le 25 septembre 2024, NSPI et NSPML ont déposé des demandes auprès de la Régie concernant la garantie de prêt fédérale. Le 16 décembre 2024, le produit net de l'émission de titres de créance de NSPML a été transféré à NSPI et appliqué au solde de l'actif réglementaire en tant que remboursement d'une partie des paiements antérieurs au titre de l'évaluation de NSPML. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique « Recouvrement des coûts de combustible » ci-haut.

Le 29 novembre 2024, NSPML a reçu l'approbation de la Régie pour percevoir auprès de NSPI un montant pouvant aller jusqu'à 197 millions de dollars en 2025. Ce montant comprend 158 millions de dollars pour le recouvrement des coûts associés au lien maritime et 39 millions de dollars pour la garantie de prêt fédérale en titres de créance supplémentaire et les coûts de financement dont il est question dans la rubrique ci-dessus portant sur NSPI. Les paiements provenant de NSPI sont assujettis à une retenue pouvant atteindre 4 millions de dollars par mois. Aucune retenue n'a été comptabilisée pour l'exercice clos le 31 décembre 2024. NSPML a l'intention de déposer une demande de résiliation de la retenue au début de 2025.

LIL

Vente de la participation dans LIL

Le 4 juin 2024, Emera a conclu la vente de sa participation de 31,1 pour cent dans LIL pour une valeur totale de 1,2 milliard de dollars, incluant un produit en trésorerie de 957 millions de dollars et un montant de 235 millions de dollars pour la prise en charge de l'obligation contractuelle d'Emera de financer l'investissement en immobilisations initial restant, ce qui représente une participation additionnelle dans LIL pour l'acquéreur. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique « Autres faits récents » du rapport de gestion, intégré par renvoi aux présentes, dont un exemplaire est accessible par voie électronique sous le profil d'Emera dans SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca.

Services publics de gaz naturel et infrastructure

Généralités – Vente de NMGC

Le 5 août 2024, Emera a conclu une entente visant la vente de sa filiale en propriété exclusive indirecte NMGC pour une valeur totale d'entreprise d'environ 1,3 milliard de dollars américains, composée du produit en trésorerie, de la dette cédée et des rajustements d'usage à la clôture. La clôture de l'opération est prévue pour la fin de 2025, sous réserve de certaines approbations, y compris celle de la NMPRC. En raison de la vente imminente, les actifs et passifs de NMGC sont classés comme destinés à être vendus en date du troisième trimestre de 2024. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique « Autres faits récents » du rapport de gestion, intégré par renvoi aux présentes, dont un exemplaire est accessible par voie électronique sous le profil d'Emera dans SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca.

PGS

Tarifs de base

Le 4 avril 2023, PGS a déposé une demande de hausse tarifaire auprès de la FPSC et une audience s'est tenue en septembre 2023. Le 9 novembre 2023, la FPSC a approuvé une augmentation de 118 millions de dollars américains des produits de base qui comprend 11 millions de dollars américains transférés de l'avenant relatif au remplacement de la fonte et de l'acier brut, pour une augmentation marginale nette de 107 millions de dollars américains des produits de base. Cette augmentation correspond à un taux médian de RCP de 10,15 pour cent avec une participation autorisée de 54,7 pour cent dans la structure du capital. Une décision finale a été rendue le 27 décembre 2023 et ces nouveaux tarifs sont entrés en vigueur en janvier 2024.

Le 30 janvier 2025, PGS a informé la FPSC de son intention de demander une hausse des tarifs de base à compter de janvier 2026, reflétant une augmentation des produits requis d'environ 90 à 110 millions de dollars américains et un ajustement supplémentaire d'environ 25 à 40 millions de dollars américains pour 2027. Les tarifs proposés par PGS soutiennent la croissance en cours en Floride et un engagement continu à fournir un service sûr et fiable aux clients de PGS. Les montants de la fourchette de dépôt sont des estimations jusqu'à ce que PGS dépose son dossier détaillé en mars 2025. La FPSC devrait entendre l'affaire au cours du troisième trimestre de 2025 et rendre une décision d'ici la fin de l'année 2025.

NMGC

Tarifs de base

Le 13 décembre 2021, NMGC a déposé une demande de hausse tarifaire auprès de la NMPRC pour que de nouveaux tarifs entrent en vigueur en janvier 2023. Le 20 mai 2022, NMGC a déposé une convention de règlement sans opposition auprès de la NMPRC pour obtenir une augmentation de 19 millions de dollars américains des produits de base annuels. Les tarifs tiennent compte du recouvrement des coûts d'exploitation et des dépenses en immobilisations plus élevés dans les gazoducs et les infrastructures connexes. La NMPRC a approuvé la convention de règlement le 30 novembre 2022.

Le 14 septembre 2023, NMGC a déposé une demande de hausse tarifaire auprès de la NMPRC pour que de nouveaux tarifs de base entrent en vigueur au cours du quatrième trimestre de 2024. Le 1^{er} mars 2024, NMGC a déposé auprès de la NMPRC, avec l'appui de toutes les parties à la demande, un accord de règlement prévoyant une augmentation de 30 millions de dollars américains des produits de base annuels et le maintien du RCP de NMGC à 9,375 pour cent. Les tarifs reflètent le recouvrement de l'augmentation des coûts d'exploitation et des dépenses en immobilisations liés aux projets de gazoducs et aux infrastructures connexes, ainsi qu'un nouveau système d'information et de facturation de la clientèle. En outre, NMGC a accepté de retirer sa demande pour un actif réglementaire pour les coûts associés à sa demande de 2022 pour obtenir un certificat d'utilité et de nécessité publiques pour une centrale de stockage de gaz naturel liquéfié située au Nouveau-Mexique, tout comme de ne pas la déposer de nouveau dans le cadre d'une demande de hausse tarifaire future. La NMPRC a approuvé la convention de règlement sur les tarifs le 25 juillet 2024. Les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur le 1^{er} octobre 2024.

Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique « Cadre réglementaire et mises à jour – Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure » de la note 7, Actifs et passifs réglementaires dans les états financiers audités, lesquels sont intégrés par renvoi aux présentes, dont un exemplaire est accessible par voie électronique sous le profil d'Emera dans SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca.

Autres services publics d'électricité

BLPC

Demande générale de révision tarifaire

En 2021, la BLPC a soumis à la FTC une demande de révision générale des tarifs. En septembre 2022, la FTC a accordé à la BLPC un allègement tarifaire provisoire, autorisant une augmentation des tarifs de base d'environ 1 million de dollars américains par mois. Le 15 février 2023, la FTC a rendu une décision sur cette demande, laquelle comprenait les éléments importants suivants : un RCP réglementé approuvé de 11,75 pour cent, une participation de 55 pour cent dans la structure du capital, une directive pour mettre à jour les principaux éléments du tarif de base au 16 septembre 2022 et une directive pour établir des passifs réglementaires totalisant environ 71 millions de dollars américains. Le 7 mars 2023, BLPC a déposé une demande de révision et de modification (la « demande ») et a demandé une suspension de la décision de la FTC, qui a par la suite été accordée. Le 20 novembre 2023, la FTC a rendu sa décision dans laquelle elle rejette la demande. Les tarifs provisoires restent en vigueur jusqu'à une date à déterminer dans une décision et une ordonnance définitives.

Le 1^{er} décembre 2023, BLPC a fait appel de certains aspects des décisions de la FTC du 15 février et du 20 novembre 2023 auprès de la Cour suprême de la Barbade devant la Haute Cour de justice (la « Cour ») et a demandé qu'elles soient suspendues. Le 11 décembre 2023, la Cour a accordé le sursis. La position de BLPC est que la FTC a commis des erreurs de droit et de territoire dans ses décisions et estime que l'appel est susceptible de réussir. Par conséquent, les ajustements aux tarifs et à la base tarifaire définitifs de BLPC, y compris les ajustements aux actifs et passifs réglementaires, n'ont pas été comptabilisés pour l'instant. L'appel devrait être entendu en 2025.

Clause de transition vers l'énergie propre (la « CTEP »)

Le 31 mai 2023, la FTC a approuvé la demande de BLPC d'établir un mécanisme de recouvrement des coûts de recharge afin de recouvrer les coûts prudemment engagés liés à sa CTEP (la « décision »). Le mécanisme vise à faciliter le recouvrement en temps opportun des coûts entre les demandes tarifaires liés aux actifs d'énergie renouvelable approuvés. BLPC devra présenter une demande distincte pour le recouvrement des coûts de chaque actif dans le cadre du mécanisme de recouvrement des coûts, ce qui respecte les critères minimaux établis dans la décision. Le 5 octobre 2023, BLPC a présenté une demande à la FTC pour recouvrer les coûts liés à un système de stockage dans des batteries au moyen du CTEP. Le 6 mai 2024, la FTC a approuvé le recouvrement des coûts liés à un système de stockage par batterie de 15 MW aux termes de la CTEP.

Législation fiscale

Le 24 mai 2024, le gouvernement de la Barbade a promulgué la loi concernant l'impôt sur le revenu intitulée *Income Tax (Amendment and Validation) Act*. Cette loi, qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2024, a mis en place un taux d'imposition des sociétés de 9 pour cent, obligeant BLPC à réévaluer ses passifs d'impôt reportés. Le 18 juillet 2024, BLPC a demandé le report du recouvrement de la réévaluation de 5 millions de dollars américains. BLPC demande l'amortissement des charges sur une période devant être approuvée par la FTC lors d'un futur processus d'établissement des tarifs.

GBPC

Tarifs de base

Le 14 janvier 2022, la GBPA a rendu sa décision concernant la demande de révision tarifaire de GBPC qui avait été déposée auprès de la GBPA le 23 septembre 2021. La décision, qui est entrée en vigueur le 1^{er} avril 2022, permet une augmentation des produits de 3,5 millions de dollars américains. Les tarifs comprennent un RCP réglementé de 12,84 pour cent.

Le 1^{er} août 2024, conformément à la convention relative à un protocole de fonctionnement et à un cadre réglementaire de la GBPA, GBPC a déposé une proposition de plan tarifaire. L'examen de la demande de hausse tarifaire devrait être achevé en 2025.

Recouvrement des coûts du combustible

En date du 1^{er} novembre 2022, les frais de transfert des coûts du combustible de GBPC ont été augmentés en raison d'une hausse des prix mondiaux du pétrole ayant une incidence sur les coûts liés au combustible non couverts. En 2023 et 2024, les frais de transfert des coûts du combustible ont été ajustés chaque mois, en fonction des coûts liés au combustible réels.

Coûts de restauration après tempête – Ouragan Matthew

Les coûts engagés à la suite de l'ouragan Matthew en 2016 ont été recouverts grâce à des frais de combustible approuvés en 2016 par la GBPA. Dans le cadre de sa décision relative à la demande de révision tarifaire de GBPC, rendue le 14 janvier 2022 et prenant effet le 1^{er} avril 2022, la GBPA a approuvé la continuation de l'amortissement de l'actif réglementaire restant sur une période de trois ans se terminant le 31 décembre 2024. L'actif réglementaire lié à l'ouragan Matthew était totalement recouvert en novembre 2024.

Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique « Cadre réglementaire et mises à jour – Autres entreprises de services publics d'électricité » de la note 7, Actifs et passifs réglementaires dans les états financiers audités, lesquels sont intégrés par renvoi aux présentes, dont un exemplaire est accessible par voie électronique sous le profil d'Emera dans SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca.

Loi intitulée *Electricity Act, 2024*

Le 1^{er} juin 2024, la loi intitulée *Electricity Act, 2024* est entrée en vigueur. L'objectif de la loi est de retirer la compétence de la GBPA à l'égard de GBPC et d'assujettir celle-ci à la compétence d'un autre organisme de réglementation des Bahamas, soit l'Utilities Regulation and Competition Authority. La GBPA s'est opposée au retrait par voie législative de son autorité réglementaire sur GBPC, invoquant un conflit avec l'entente de 1955 avec le gouvernement des Bahamas intitulée *Hawksbill Creek Agreement*, qui prévoyait l'aménagement et l'administration de la région de Freeport. La direction s'attend à ce que la question de la compétence réglementaire sur GBPC fasse l'objet d'une procédure judiciaire, mais prévoit que ni la législation ni l'issue de la procédure judiciaire n'aura d'incidence importante sur Emera.

Autres

Modifications apportées aux lois fiscales canadiennes

Le 20 juin 2024, le projet de loi C-59 (*Loi portant exécution de certaines dispositions de l'énoncé économique de l'automne déposé au Parlement le 21 novembre 2023 et de certaines dispositions du budget déposé au Parlement le 28 mars 2023*), a été promulgué. Le projet de loi C-59 comprend les RDEIF, qui ont pris effet le 1^{er} janvier 2024. Les RDEIF limitent la déduction des dépenses d'intérêts nets et de financement d'une entreprise à un maximum de 30 pour cent du BAIIA aux fins de l'impôt. Toutes les dépenses d'intérêts et de financement rejetées en vertu des RDEIF peuvent être reportées indéfiniment. En 2024, la société a engagé des dépenses d'intérêts et de financement de 185 millions de dollars dans le cadre d'une structure de financement spécifique. On s'attend à ce que les dépenses d'intérêts et de financement liées à cette structure de financement ainsi qu'un montant de 88 millions de dollars représentant d'autres dépenses d'intérêts et de financement soient rejetées en vertu des RDEIF. Il a été déterminé qu'il est plus probable qu'improbable que la société réalise l'avantage fiscal associé aux dépenses d'intérêts et de financement rejetées au cours de périodes à venir et, par conséquent, un actif d'impôts reportés de 79 millions de dollars a été comptabilisé au 31 décembre 2024.

PCGR des É.-U. – Dispense

Le 28 janvier 2021, l'International Accounting Standards Board (« IASB ») a publié un exposé-sondage intitulé *Actifs et passifs réglementaires*, qui propose le modèle comptable selon lequel une société assujettie à la réglementation des tarifs qui répond aux critères du champ d'application comptabiliserait des actifs et des passifs réglementaires. La date d'entrée en vigueur proposée s'applique aux exercices ouverts à une date située dans les 18 à 24 mois suivant la date de publication de la norme. Emera a obtenu une dispense des autorités canadiennes en valeurs mobilières le 13 septembre 2022 et une dispense en vertu de la loi de la Nouvelle-Écosse intitulée *Companies Act* le 12 octobre 2022, chacune de ces dispenses lui permettant de continuer de présenter ses résultats financiers selon les PCGR des États-Unis (collectivement, la « dispense »). La dispense prendra fin à la première des dates suivantes : (i) le 1^{er} janvier 2027; (ii) si la société cesse d'exercer des activités qui sont assujetties à la réglementation des tarifs, le premier jour de l'exercice de la société qui commence après que la société a mis fin à ses activités à tarifs réglementés; et (iii) le premier jour de l'exercice de la société qui commence au plus tard à la dernière des dates suivantes : a) la date d'entrée en vigueur prescrite par l'IASB à l'égard de l'application obligatoire d'une norme parmi les IFRS qui est propre aux entités ayant des activités à tarifs réglementés (la « norme obligatoire pour les entités à tarifs réglementés »); et b) la date qui tombe deux ans après la publication par l'IASB de la version définitive d'une norme obligatoire pour les entités à tarifs réglementés. La dispense remplace une dispense similaire qui avait été accordée à Emera en 2018 et qui serait arrivée à échéance au plus tard le 1^{er} janvier 2024.

La société continue à surveiller l'évolution de la norme obligatoire pour les entités à tarifs réglementés et à évaluer l'incidence sur la dispense actuellement en vigueur.

Activités de financement

Programme ACM

En 2022, environ 4,07 millions d'actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM à un prix moyen de 61,31 \$ l'action, pour un produit brut de 250 millions de dollars (248 millions de dollars, déduction faite des frais d'émission après impôts). Au 31 décembre 2022, une limite de ventes brutes globale de 207 millions de dollars était toujours disponible aux fins d'émission aux termes du programme ACM, lequel est arrivé à échéance le 5 septembre 2023.

Le 14 novembre 2023, Emera a renouvelé son programme ACM, qui permet à la société d'émettre au public jusqu'à 600 millions de dollars de nouvelles actions ordinaires au prix courant du marché, à l'occasion et selon son gré. Ce programme a été renouvelé en vertu d'un supplément daté du 14 novembre 2023 au prospectus préalable de base simplifié de la société daté du 3 octobre 2023. Le programme ACM devrait rester en vigueur jusqu'au 4 novembre 2025.

En 2023, environ 8,29 millions d'actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM à un prix moyen de 48,27 \$ l'action, pour un produit brut de 400 millions de dollars (397 millions de dollars, déduction faite des frais d'émission après impôts), et une limite de ventes brutes globale de 200 millions de dollars était toujours disponible aux fins d'émission aux termes du programme ACM.

Le 18 novembre 2024, Emera a augmenté la taille du programme ACM afin de permettre à la société d'émettre au public jusqu'à 1 milliard de dollars de nouvelles actions ordinaires au prix courant du marché, à l'occasion et selon son gré. Ce programme a été étendu aux termes d'une modification datée du 18 novembre 2024 visant son supplément de prospectus daté du 14 novembre 2023 et d'une modification datée du 13 novembre 2024 visant son prospectus préalable de base simplifié de la société daté du 3 octobre 2023.

Au cours de 2024, environ 5,12 millions d'actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM à un prix moyen de 51,52 \$ l'action pour un produit brut de 264 millions de dollars (261 millions de dollars, déduction faite des frais d'émission après impôts), et une limite de ventes brutes globale de 336 millions de dollars était toujours disponible aux fins d'émission aux termes du programme ACM.

Au cours de 2025, jusqu'au 21 février 2025 inclusivement, 187 600 actions ordinaires avaient été émises dans le cadre du programme ACM et une limite de ventes brutes globale de 326 millions de dollars est toujours disponible aux fins d'émission aux termes du programme ACM.

Émissions d'actions privilégiées

Le 6 juillet 2023, Emera a annoncé qu'elle ne rachèterait pas les 10 millions d'actions privilégiées de premier rang de série C en circulation. Les porteurs des actions de premier rang de série C avaient le droit, à leur gré, de convertir la totalité ou une partie de leurs actions privilégiées de premier rang de série C, à raison de une pour une, en actions privilégiées de premier rang de série D de la société le 15 août 2023 ou de conserver leurs actions privilégiées de premier rang de série C. Le 4 août 2023, Emera a annoncé qu'après avoir pris en considération toutes les demandes de conversion reçues des porteurs, aucune action privilégiée de premier rang de série C ne serait convertie en action privilégiée de premier rang de série D le 15 août 2023.

Le 6 juillet 2023, Emera a annoncé qu'elle ne rachèterait pas les 12 millions d'actions privilégiées de premier rang de série H en circulation. Les porteurs des actions de premier rang de série H avaient le droit, à leur gré, de convertir la totalité ou une partie de leurs actions privilégiées de premier rang de série H, à raison de une pour une, en actions privilégiées de premier rang de série I de la société le 15 août 2023 ou de conserver leurs actions privilégiées de premier rang de série H. Le 4 août 2023, Emera a annoncé qu'après avoir pris en considération toutes les demandes de conversion reçues des porteurs, aucune action privilégiée de premier rang de série H ne serait convertie en action privilégiée de premier rang de série I le 15 août 2023.

Le 8 janvier 2025, Emera a annoncé qu'elle ne rachèterait pas les 8 millions d'actions privilégiées de premier rang de série F en circulation. Les porteurs des actions de premier rang de série F avaient le droit, à leur gré, de convertir la totalité ou une partie de leurs actions privilégiées de premier rang de série F, à raison de une pour une, en actions privilégiées de premier rang de série G de la société le 15 février 2025 ou de conserver leurs actions privilégiées de premier rang de série F. Le 6 février 2025, Emera a annoncé qu'après avoir pris en considération toutes les demandes de conversion reçues des porteurs, aucune action privilégiée de premier rang de série F ne serait convertie en action privilégiée de premier rang de série G le 15 février 2025.

Billets de premier rang

Le 2 mai 2023, Emera a émis des billets de premier rang non garantis d'une valeur de 500 millions de dollars portant intérêt à 4,84 pour cent et arrivant à échéance le 2 mai 2030. Le produit de cette émission a servi à rembourser les obligations non garanties à taux fixe d'Emera d'une valeur de 500 millions de dollars qui sont arrivées à échéance en juin 2023.

Billets subordonnés

Le 18 juin 2024, EUSHI Finance, Inc. a procédé à l'émission de billets subordonnés de second rang à taux fixe-fixe révisable totalisant 500 millions de dollars américains (les « billets subordonnés »). Les billets portent initialement intérêt à un taux de 7,625 pour cent, taux qui sera révisé le 15 décembre 2029, et tous les cinq ans par la suite, de manière à correspondre à un taux annuel égal au taux du Trésor américain à cinq ans majoré de 3,136 pour cent. Les billets arrivent à échéance le 15 décembre 2054. EUSHI Finance, Inc. peut, à son gré, racheter les billets, en totalité ou en partie, 90 jours avant la première date de révision du taux d'intérêt, et à toute date de paiement d'intérêts semestriels par la suite, à un prix de rachat égal au capital total.

Le produit de l'émission de billets de 500 millions de dollars américains dont il est fait mention ci-dessus a été affecté au remboursement d'un billet de premier rang de 300 millions de dollars américains d'Emera US Finance LP à son échéance en juin 2024 et au remboursement des d'un billet à taux fixe de 150 millions de dollars américains de New Mexico Gas Intermediate, Inc. à son échéance en juillet 2024. Le reste du produit a été affecté au paiement des frais généraux de la société.

Pour plus de précisions sur les activités de financement d'Emera et de ses filiales, se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du rapport de gestion d'Emera, lequel est intégré aux présentes par renvoi et dont un exemplaire a été déposé par voie électronique sur le site Web de SEDAR+ sous le profil d'Emera sur SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca.

FACTEURS DE RISQUE

Pour connaître les facteurs de risque d'Emera, se reporter aux rubriques « Risque d'entreprise et gestion du risque » du rapport de gestion et « Principaux risques financiers et incertitudes » de la note 28, Engagements et éventualités, qui figurent dans les états financiers audités, lesquels sont intégrés aux présentes par renvoi, et dont des exemplaires ont été déposés par voie électronique sur le site Web de SEDAR+ sous le profil d'Emera sur SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca.

STRUCTURE DU CAPITAL

Le capital autorisé d'Emera se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires et d'un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et d'un nombre illimité d'actions privilégiées de deuxième rang. Chaque catégorie d'actions privilégiées peut être émise en séries.

Au 31 décembre 2024, 295 935 686 actions ordinaires, 4 866 814 actions privilégiées de premier rang de série A, 1 133 186 actions privilégiées de premier rang de série B, 10 000 000 d'actions privilégiées de premier rang de série C, 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang de série E, 8 000 000 d'actions privilégiées de premier rang de série F, 12 000 000 d'actions privilégiées de premier rang de série H, 8 000 000 d'actions privilégiées de premier rang de série J, 9 000 000 d'actions privilégiées de premier rang de série L, 2 200 525 CTD barbadiens et 1 814 135 CTD bahamiens étaient émis et en circulation.

Actions ordinaires

Les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de recevoir un avis de convocation à toutes les assemblées annuelles et extraordinaires des actionnaires d'Emera et d'y assister, à l'exception des assemblées des porteurs d'une catégorie ou série distincte d'actions, et ils ont droit à une voix à l'égard de chaque action ordinaire détenue à ces assemblées.

Les porteurs d'actions ordinaires ont droit à des dividendes sur une base proportionnelle, lorsque le conseil en déclare. Sous réserve des droits des porteurs des actions privilégiées de premier rang et des actions privilégiées de deuxième rang, s'il y a lieu, qui sont habilités à recevoir des dividendes en priorité par rapport aux porteurs des actions ordinaires, le conseil peut déclarer des dividendes sur les actions ordinaires à l'exclusion de toute autre catégorie d'actions d'Emera.

À la liquidation ou à la dissolution volontaire ou forcée d'Emera, les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de participer proportionnellement à toute dissolution des actifs d'Emera, sous réserve des droits des porteurs des actions privilégiées de premier rang et des actions privilégiées de deuxième rang, s'il y a lieu, qui sont habilités à recevoir les actifs de la société au moment d'une telle distribution en priorité par rapport aux porteurs des actions ordinaires.

Les actions ordinaires ne comportent aucun droit de préemption, de rachat, d'achat ou de conversion. L'exposé qui précède est assujéti aux restrictions contenues à la rubrique « Restrictions relatives à la propriété d'actions » ci-après.

Actions privilégiées de premier rang d'Emera

Les actions privilégiées de premier rang de chaque série sont de rang égal avec les actions privilégiées de premier rang de chaque autre série et ont priorité de rang sur les actions privilégiées de deuxième rang, les actions ordinaires et toutes les autres actions de rang inférieur aux actions privilégiées de premier rang pour ce qui est du versement de dividendes et de la distribution du reliquat des biens ou du rendement du capital de la société en cas de liquidation ou de dissolution, qu'elle soit volontaire ou forcée.

Si la société omet de verser globalement huit dividendes trimestriels sur une série d'actions privilégiées de premier rang, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang auront le droit, tant que ces dividendes demeurent impayés, d'assister aux assemblées des actionnaires de la société à l'occasion desquelles les administrateurs de la société doivent être élus et de voter à l'élection de deux des administrateurs élus à ces assemblées.

Les actions privilégiées de premier rang de chaque série ne peuvent être rachetées au gré de leurs porteurs. Pour un exposé des modalités et des conditions afférentes aux actions privilégiées de premier rang autorisées de la société en date du 31 décembre 2024, se reporter à l'annexe B de la présente notice annuelle.

Actions privilégiées de deuxième rang d'Emera

Les actions privilégiées de deuxième rang ont des droits, des privilèges, des restrictions et des conditions spécifiques qui ressemblent à ceux des actions privilégiées de premier rang, à une condition près; elles ont en effet un rang inférieur aux actions privilégiées de premier rang en matière de paiement de dividendes, de remboursement du capital et de la distribution des actifs d'Emera dans l'éventualité de la liquidation ou de la dissolution d'Emera. Au 31 décembre 2024, Emera n'avait émis aucune action privilégiée de deuxième rang.

Restrictions relatives à la propriété d'actions

Tel qu'il est exigé en vertu de la loi intitulée *Reorganization Act*, et en vertu de la loi intitulée *Privatization Act*, les statuts d'Emera prévoient qu'aucune personne, ni aucune personne ayant des liens avec celle-ci, ne peut souscrire, se faire transférer, détenir ou contrôler, directement ou indirectement, sauf dans le cadre d'une sûreté uniquement, un nombre total d'actions comportant droit de vote d'Emera auxquelles se rattachent plus de 15 pour cent des voix conférées par la totalité des actions comportant droit de vote d'Emera en circulation, ni ne peut exercer les droits de vote rattachés à ces actions.

Les actions ordinaires et, dans certaines circonstances, les actions privilégiées de premier rang de série A, les actions privilégiées de premier rang de série B, les actions privilégiées de premier rang de série C, les actions privilégiées de premier rang de série E, les actions privilégiées de premier rang de série F, les actions privilégiées de premier rang de série H, les actions privilégiées de premier rang de série J et les actions privilégiées de premier rang de série L, sont considérées comme des actions comportant droit de vote pour l'application des restrictions visant la propriété d'actions.

Les statuts d'Emera renferment des dispositions en vue d'assurer la mise en application de ces restrictions imposées relativement à la propriété d'actions, notamment des dispositions pour la suspension des droits de vote, l'annulation des dividendes, l'interdiction de transférer ou d'émettre des actions, la vente forcée d'actions, le rachat d'actions de même que la suspension des autres droits des actionnaires. Le conseil peut exiger que les actionnaires fournissent des déclarations sous serment sur des questions liées à la mise en application de ces restrictions.

NOTES

Emera s'est vu attribuer les notes suivantes par les agences de notation :

| | Moody's | S&P | Fitch |
|--|----------------|-----------------------|--------------|
| Titres de la société | Baa3 | BBB | BBB |
| Perspectives | Négatif | Stable ⁽¹⁾ | Négatif |
| Programme de la dette de premier rang non garantie | Baa3 | BBB- | BBB |
| Billets hybrides | Ba2 | BB+ | BB+ |
| Actions privilégiées de premier rang | s.o. | P-3 (élevée) | BB+ |

(1) Le 22 janvier 2025, S&P a révisé les perspectives d'Emera, la faisant passer de négative à stable, sans modifier les notations existantes.

Les notes visent à fournir aux investisseurs une mesure indépendante de la qualité du crédit d'une émission de titres et sont des indicateurs de probabilité de la capacité de paiement et de la volonté de payer d'un émetteur afin de respecter son engagement financier conformément aux modalités de l'obligation. Les notes qu'attribuent les agences de notation ne constituent pas une recommandation d'achat, de vente ou de détention des titres qui en font l'objet, car une note ne donne aucune indication sur le cours du marché des titres ou leur stabilité à un investisseur en particulier. Les notes attribuées aux titres pourraient ne pas refléter l'incidence possible de tous les risques concernant la valeur des titres. Rien ne garantit qu'une note demeurera en vigueur pour une période donnée ni qu'elle ne sera pas révisée ou retirée entièrement par une agence de notation dans l'avenir si, d'après elle, les circonstances le justifient.

Moody's

Les notes pour les titres de créance sont attribuées par Moody's au moyen d'une échelle à long terme allant de Aaa à C, soit de la meilleure vers la moins bonne qualité des titres évalués. La note Baa3 attribuée par Moody's à l'égard de la dette de premier rang non garantie représente la quatrième note la plus élevée des neuf catégories de notation établies et elle indique que les titres de créance comportent un risque de crédit modéré. Ainsi, les titres de créance sont considérés faire partie de la catégorie médiane et comporter des caractéristiques spéculatives. La note Ba2 de Moody's attribuée aux billets hybrides indique qu'ils comportent des caractéristiques spéculatives et un risque de crédit considérable. Cette note représente la cinquième note la plus élevée des neuf catégories de notation établies. Moody's joint des modificateurs numériques (1, 2 et 3) à chaque catégorie de notation allant de Aa jusqu'à Caa. Le modificateur 1 indique que l'obligation se situe à l'extrémité supérieure de sa catégorie de notation générique, le modificateur 2, une note médiane, et le modificateur 3, une note qui se situe à l'extrémité inférieure de cette catégorie de notation générique.

S&P

Les notes sont attribuées par S&P au moyen d'une échelle à long terme allant de AAA à D, soit de la meilleure vers la moins bonne qualité des titres évalués. La note BBB attribuée à l'émetteur par S&P indique qu'il dispose d'une bonne capacité à respecter ses engagements financiers. La note BBB- attribuée à l'émetteur par S&P à l'égard de la dette de premier rang non garantie indique que les titres de créance présentent des paramètres de protection adéquats. La note de BB+ attribuée à l'émission par S&P à l'égard des billets hybrides indique que les titres de créance présentent des paramètres de protection adéquats à court terme, mais que l'emprunteur pourrait ne pas avoir la capacité de respecter ses obligations à long terme. Les notes BBB et BB attribuées à l'émission et à l'émetteur représentent la quatrième note et la cinquième note la plus élevée, respectivement, de dix catégories possibles. L'ajout de la mention plus « (+) » ou moins « (-) » indique la force relative du titre au sein d'une catégorie donnée. Toutefois, dans tous les cas, une conjoncture défavorable ou des circonstances changeantes sont plus susceptibles de mener à une capacité affaiblie de l'emprunteur de respecter ses engagements financiers à l'égard de l'obligation.

La note P-3 (élevée) attribuée aux actions privilégiées de premier rang émises et en circulation d'Emera est la troisième la plus élevée des huit catégories de notation établies utilisées par S&P pour noter les actions privilégiées.

Fitch

Les notes sont attribuées par Fitch au moyen d'une échelle à long terme allant de AAA à D, soit de la meilleure vers la moins bonne qualité des titres évalués. La note BBB attribuée par Fitch à l'égard de la dette de premier rang non garantie représente la quatrième note la plus élevée des neuf catégories de notation établies et elle indique que l'émetteur dispose d'une bonne capacité à respecter ses engagements financiers. La note BB attribuée par Fitch aux billets hybrides indique qu'ils comportent un risque de défaillance élevé; il existe cependant une flexibilité d'affaires ou financière qui permet de remplir les engagements financiers. Cette note représente la cinquième note la plus élevée des neuf catégories de notation établies et l'ajout de la mention plus « (+) » ou moins « (-) » indique la force relative du titre au sein d'une catégorie donnée. Toutefois, dans tous les cas, une conjoncture défavorable ou des

circonstances changeantes sont plus susceptibles de mener à une capacité affaiblie de l'emprunteur de respecter ses engagements financiers à l'égard de l'obligation.

Emera a effectué ou effectuera des paiements dans le cours normal aux agences de notation dans le cadre de l'attribution de notes à la société et à ses titres. De plus, Emera a effectué des paiements habituels pour certains services d'abonnement fournis à la société par les agences de notation au cours des deux dernières années.

Pour plus de précisions sur les notes d'Emera et de ses filiales, se reporter à la rubrique « Cotes de crédit » du rapport de gestion, qui est par les présentes intégré par renvoi et dont un exemplaire est disponible par voie électronique sous le profil d'Emera sur SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca.

DIVIDENDES

Tout versement de dividende sera effectué au gré du conseil en tenant compte du bénéfice, des besoins en capital et de tout autre facteur qu'il juge pertinent. Le 28 juin 2024, Emera a ajusté sa cible en matière de croissance annuelle des dividendes de un à deux pour cent.

Emera maintient le régime de réinvestissement des dividendes qui permet aux actionnaires de réinvestir leurs dividendes et d'effectuer des contributions facultatives en espèces dans le but d'acquérir des actions ordinaires. Ce régime prévoit un escompte pouvant aller jusqu'à 5 pour cent du cours moyen des actions ordinaires d'Emera pour les actions ordinaires achetées dans le cadre du réinvestissement des dividendes en espèces. En 2024, l'escompte était de 2 pour cent.

Le conseil a approuvé le versement des dividendes indiqués ci-après au cours des trois derniers exercices clos, comme il est présenté dans le tableau suivant :

| Catégorie d'actions | 2024 | 2023 | 2022 |
|--|-----------|-----------|-----------|
| Actions ordinaires ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾ | 2,8775 \$ | 2,7875 \$ | 2,6775 \$ |
| Actions privilégiées de premier rang de série A ⁽⁴⁾ | 0,5456 \$ | 0,5456 \$ | 0,5456 \$ |
| Actions privilégiées de premier rang de série B | 1,6966 \$ | 1,5583 \$ | 0,6869 \$ |
| Actions privilégiées de premier rang de série C ⁽⁵⁾ | 1,6085 \$ | 1,2873 \$ | 1,1802 \$ |
| Actions privilégiées de premier rang de série E | 1,1250 \$ | 1,1250 \$ | 1,1250 \$ |
| Actions privilégiées de premier rang de série F ⁽⁶⁾ | 1,0505 \$ | 1,0505 \$ | 1,0505 \$ |
| Actions privilégiées de premier rang de série H ⁽⁷⁾ | 1,5810 \$ | 1,3140 \$ | 1,2250 \$ |
| Actions privilégiées de premier rang de série J ⁽⁸⁾ | 1,0625 \$ | 1,0625 \$ | 1,0625 \$ |
| Actions privilégiées de premier rang de série L ⁽⁹⁾ | 1,1500 \$ | 1,1500 \$ | 1,1500 \$ |

- (1) Le 22 septembre 2022, Emera a approuvé une majoration du taux de dividende ordinaire annuel de 2,65 \$ à 2,76 \$. Un premier paiement a été effectué le 15 novembre 2022.
- (2) Le 20 septembre 2023, Emera a approuvé une majoration du taux de dividende ordinaire annuel de 2,76 \$ à 2,87 \$. Un premier paiement a été effectué le 15 novembre 2023.
- (3) Le 18 septembre 2024, Emera a approuvé une majoration du taux de dividende ordinaire annuel de 2,87 \$ à 2,90 \$. Un premier paiement a été effectué le 15 novembre 2024.
- (4) Le taux de dividende annuel des actions privilégiées de premier rang de série A été rajusté de 0,6388 \$ à 0,5456 \$ pour la période de cinq ans débutant le 15 août 2020 et se terminant le 14 août 2025 (inclusivement).
- (5) Le taux de dividende annuel des actions privilégiées de premier rang de série C a été rajusté de 1,18024 \$ à 1,60852 \$ pour la période de cinq ans débutant le 15 août 2023 et se terminant le 14 août 2028 (inclusivement).
- (6) Le taux de dividende annuel des actions privilégiées de premier rang de série F a été rajusté de 1,0505\$ à 1,43724 \$ pour la période de cinq ans débutant le 15 février 2025 et se terminant le 14 février 2030 (inclusivement).
- (7) Le taux de dividende annuel des actions privilégiées de premier rang de série H a été rajusté de 1,2250 \$ à 1,5810 \$ pour la période de cinq ans débutant le 15 août 2023 et se terminant le 14 août 2028 (inclusivement).
- (8) Les actions privilégiées de premier rang de série J ayant un taux de dividende annuel de 1,0625 \$ (par action) ont été émises le 6 avril 2021.
- (9) Les actions privilégiées de premier rang de série L ayant un taux de dividende annuel de 1,150 \$ (par action) ont été émises le 24 septembre 2021.

Conformément aux modalités de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et des lois provinciales correspondantes, tous les dividendes versés sur les actions ordinaires et les actions privilégiées de premier rang d'Emera constituent des dividendes admissibles.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Cours et volume des opérations

Les actions ordinaires, les actions privilégiées de premier rang de série A, les actions privilégiées de premier rang de série B, les actions privilégiées de premier rang de série C, les actions privilégiées de premier rang de série E, les actions privilégiées de premier rang de série F, les actions privilégiées de premier rang de série H, les actions privilégiées de premier rang de série J et les actions privilégiées de premier rang de série L d'Emera sont inscrites à la cote de la TSX sous les symboles « EMA », « EMA.PR.A », « EMA.PR.B », « EMA.PR.C », « EMA.PR.E », « EMA.PR.F », « EMA.PR.H », « EMA.PR.J » et « EMA.PR.L », respectivement. Les CTD barbadiens sont inscrits à la cote de la BSE sous le symbole « EMABDR ». Les CTD bahamiens sont inscrits à la cote de la BIXS sous le symbole « EMAB ». Le volume des opérations sur les titres d'Emera et les cours extrêmes de ceux-ci pour chaque mois de 2024 figurent à l'annexe C de la présente notice annuelle.

Programme ACM

Le 18 novembre 2024, Emera a augmenté la taille du programme ACM afin de pouvoir émettre de temps à autre, à son gré, des actions ordinaires à même le capital non émis au prix du marché en vigueur, jusqu'à concurrence de 1 milliard de dollars. La taille du programme ACM a été augmentée en vertu d'une modification datée du 18 novembre 2024 à son supplément de prospectus d'Emera daté du 14 novembre 2023 et d'une modification datée du 13 novembre 2024 à son prospectus préalable de base simplifié daté du 3 octobre 2023. Ce programme devrait rester en vigueur jusqu'au 4 novembre 2025, à moins que la société n'y mette fin avant cette date ou autrement conformément aux modalités de la convention de placement d'actions. Pour plus de précisions sur le programme ACM, se reporter à la rubrique « Développement général de l'activité — Activités de financement — Programme ACM » ci-dessus.

ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Administrateurs

Les renseignements qui suivent sont fournis pour chaque administrateur d'Emera au 31 décembre 2024 :

| Nom, lieu de résidence et principale fonction au cours des cinq derniers exercices | Administrateur depuis ⁽²⁾ | Comités ⁽³⁾ |
|--|--------------------------------------|--|
| M. Jacqueline Sheppard (présidente), Calgary (Alberta) Canada Présidente du conseil depuis mai 2014 ⁽¹⁾ . Administratrice de Suncor Energy Inc., société énergétique intégrée canadienne et d'ARC Resources Ltd., société énergétique canadienne cotée en bourse. Ancienne administratrice d'Alberta Investment Management Corporation (AIMCo), société de gestion de placements institutionnels. Ancienne vice-présidente directrice, Affaires générales et juridiques, de Société d'énergie Talisman Inc. Fondatrice et ancienne administratrice principale de Black Swan Energy Inc., société énergétique en amont albertaine qui a été vendue en juillet 2021. Ancienne administratrice de Cairn Energy PLC, société en amont internationale cotée en bourse et établie au Royaume-Uni, ainsi qu'ancienne administratrice du commandité de Pacific Northwest LNG LP et ancienne présidente du conseil d'administration de la Research and Development Corporation de la province de Terre-Neuve-et-Labrador, société d'État provinciale jusqu'en juin 2014. | 2009 | (4) |
| Scott C. Balfour, Halifax (Nouvelle-Écosse) Canada Administrateur et président et chef de la direction d'Emera depuis mars 2018. M. Balfour est administrateur de plusieurs filiales d'Emera; il est notamment président du conseil de Tampa Electric Company et de Nova Scotia Power Inc. Il est un ancien administrateur de Martinrea International Inc. De 2016 à 2018, il a été chef de l'exploitation d'Emera et, d'avril 2012 à mars 2016, il a été vice-président directeur et chef des finances d'Emera. De 1994 à 2011, il a été chef des finances et ensuite président du Groupe Aecon Inc., société canadienne cotée en bourse qui est spécialisée dans la construction et l'aménagement d'infrastructures. Il a aussi été président du conseil de l'Association de l'énergie de l'Ontario. | 2018 | (5) |
| James V. Bertram, Calgary (Alberta) Canada Président du conseil de Keyera Corporation. Ancien président et chef de l'exploitation de Keyera, de 1998 jusqu'en 2015, année où il est devenu président-directeur du conseil. Administrateur de Methanex Corporation, plus grand producteur et fournisseur de méthanol aux principaux marchés internationaux. | 2018 | Président du comité sur la santé, la sécurité et l'environnement et membre du comité des ressources en personnel de direction et de rémunération |

| Nom, lieu de résidence et principale fonction au cours des cinq derniers exercices | Administrateur depuis ⁽²⁾ | Comités ⁽³⁾ |
|---|--------------------------------------|--|
| <p>Henry E. Demone, Lunenburg (Nouvelle-Écosse) Canada Ancien président du conseil de High Liner Foods, le chef de file nord-américain de la transformation et de la commercialisation de produits de la mer surgelés à valeur ajoutée. M. Demone était président de High Liner Foods depuis 1989 et président et chef de la direction de l'entreprise de 1992 à mai 2015. Il a été chef de la direction intérimaire de High Liner Foods d'août 2017 à avril 2018. Ancien administrateur de Saputo inc. de juin 2012 à septembre 2024.</p> | 2014 | Président du comité des ressources en personnel de direction et de rémunération et membre du comité des candidatures et de gouvernance |
| <p>Paula Y. Gold-Williams, San Antonio, Texas, États-Unis Ancienne présidente et cheffe de la direction de CPS Energy, service public municipal d'électricité et de gaz naturel entièrement intégré situé à San Antonio, au Texas. Actuellement, coprésidente du conseil du Keystone Policy Center. Coprésidente du conseil du pilier Énergie de l'initiative Smart Cities & Communities Initiatives & Think Tank de Dentons. Administratrice de ReNew Energy Global Plc, société d'énergie renouvelable établie en Inde. Membre du Center for Board Excellence du Nasdaq.</p> | 2022 | Membre du comité d'audit et du comité sur la santé, la sécurité et l'environnement |
| <p>Kent M. Harvey, New York, New York, États-Unis Ancien chef des finances de PG&E Corporation, société de portefeuille investissant essentiellement dans des sociétés énergétiques et société mère de Pacific Gas and Electric Company, l'une des plus importantes sociétés de services combinés de gaz naturel et d'électricité des États-Unis.</p> | 2017 | Président du comité d'audit et membre du comité sur la santé, la sécurité et l'environnement |
| <p>B. Lynn Loewen, FCPA, FCA, Montréal (Québec) Canada Membre du conseil d'administration de la Banque Nationale du Canada, banque à charte canadienne, présidente de son comité d'audit et membre de ses comités de gestion du risque et de technologie. Membre du conseil d'administration de Kinaxis Inc., société canadienne qui révolutionne la gestion de la chaîne d'approvisionnement depuis plus de trente ans. Membre du comité d'audit de Kinaxis. Chancelière de l'Université Mount Allison, présidente du comité des mises en candidature et de la gouvernance et membre du comité de direction depuis 2018. Ancienne présidente de Minogue Medical Inc., fournisseur canadien de technologies, de fournitures et d'équipements médicaux innovateurs. Ancienne membre du conseil d'administration de Gildan Activewear Inc., fabricant canadien de vêtements, d'avril à mai 2024 et ancienne membre du conseil d'administration de Xplore Inc., fournisseur de services large bande canadien, et membre de son comité d'audit de 2021 à 2023.</p> | 2013 | Membre du comité d'audit, du comité sur la santé, la sécurité et l'environnement et du comité de gestion des risques et de durabilité |
| <p>Brian J. Porter, Toronto (Ontario) Canada Ancien président et chef de la direction de La Banque de Nouvelle-Écosse, qui exerce ses activités sous le nom de Banque Scotia, banque d'envergure mondiale exerçant ses activités au Canada et dans les Amériques, de novembre 2013 jusqu'à sa retraite en janvier 2023. Président de l'assemblée des gouverneurs du Collège universitaire Huron de l'Université Western, président du conseil du Fonds ontarien pour la construction et président du conseil de la Fédération du saumon atlantique (Canada). Administrateur de Fairfax Financial Holdings Ltd. Anciennement président du conseil des fiduciaires du Réseau universitaire de santé.</p> | 2024 ⁽⁶⁾ | Membre du comité d'audit et du comité de gestion des risques et de durabilité |
| <p>Ian E. Robertson, Oakville (Ontario) Canada Directeur de Northern Genesis Capital Group, groupe d'investissement axé sur le repérage d'entreprises de transition énergétique et l'investissement dans de telles entreprises. Ancien chef de la direction d'Algonquin Power & Utilities Corp. (Algonquin Power). Ancien membre du conseil d'administration de Northern Genesis Acquisition Corp., de Northern Genesis Acquisition Corp. II et de Northern Genesis Acquisition Corp. III. Ancien administrateur d'Embark Technology, Inc., société de véhicules autonomes, de Largo Resources Ltd., d'Algonquin Power et d'Atlantica Sustainable Infrastructure plc.</p> | 2022 | Membre du comité d'audit et du comité de gestion des risques et de durabilité |

| Nom, lieu de résidence et principale fonction au cours des cinq derniers exercices | Administrateur depuis ⁽²⁾ | Comités ⁽³⁾ |
|---|--------------------------------------|--|
| <p>Karen H. Sheriff, Picton (Ontario) Canada M^{me} Sheriff est l'ancienne présidente et cheffe de la direction de Q9 Networks Inc. Auparavant, elle était présidente et cheffe de la direction de Bell Aliant, Inc., de 2008 à 2014. Elle a occupé des postes au sein de la haute direction de BCE inc. pendant plus de neuf ans et siège actuellement au conseil d'administration de BCE inc. Elle est une ancienne membre du conseil d'administration d'Investissements RPC et de WestJet Airlines Ltd.</p> | 2021 | Présidente du comité des candidatures et de gouvernance et membre du comité des ressources en personnel de direction et de rémunération et du comité de gestion des risques et de durabilité |
| <p>Jochen E. Tilk, Toronto (Ontario) Canada Ancien président exécutif de Nutrien Ltd., fournisseur canadien à l'échelle mondiale de produits et services agricoles basé à Saskatoon, en Saskatchewan. Ancien président et chef de la direction de Potash Corporation of Saskatchewan. M. Tilk est président du conseil d'AngloGold Ashanti Limited, société aurifère d'envergure internationale cotée en bourse de Londres, au Royaume-Uni. Il est également président du conseil de la Princess Margaret Cancer Foundation, organisme sans but lucratif.</p> | 2018 | Président du comité de gestion des risques et de durabilité et membre du comité des ressources en personnel de direction et de rémunération et du comité des candidatures et de gouvernance |
| <p>Carla M. Tully, Arlington, Virginie, États-Unis Ancienne cheffe de la direction et co-fondatrice d'Earthrise Energy, PBC, société de transition énergétique. Actuellement membre des conseils de Nikola Corporation, Pattern Energy et Citizens for Responsible Energy Solutions Forum. Elle est également conseillère supérieure de l'Office d'investissement du Régime de pensions du Canada (Investissements RPC) et conseillère auprès de bon nombre de sociétés en démarrage du secteur de l'énergie.</p> | 2024 ⁽⁷⁾ | Membre du comité des candidatures et de gouvernance et du comité d'audit |

- (1) La société a annoncé le 14 novembre 2024 que Karen Sheriff allait succéder à Jackie Sheppard à titre de présidente du conseil d'administration, à compter du 21 février 2025.
- (2) Indique l'année où la personne est devenue administrateur d'Emera. Les administrateurs sont élus pour un mandat de un an qui prend fin à la clôture de l'assemblée générale annuelle d'Emera.
- (3) Comités du conseil au 31 décembre 2024 : comité d'audit, comité sur la santé, la sécurité et l'environnement, comité des ressources en personnel de direction et de rémunération, comité des candidatures et de gouvernance et comité de gestion des risques et de durabilité.
- (4) M^{me} Sheppard n'est membre d'aucun comité, mais elle est présente aux réunions de tous les comités en tant que présidente du conseil.
- (5) M. Balfour n'est membre d'aucun comité étant donné qu'il est le président et chef de la direction de la société, mais il assiste à toutes les réunions des comités.
- (6) Brian J. Porter est devenu membre du conseil d'Emera le 6 mars 2024.
- (7) Carla M. Tully est devenue membre du conseil d'Emera le 26 juin 2024.

Membres de la haute direction

Au 31 décembre 2024, les membres de la haute direction d'Emera étaient les suivants :

| Nom et lieu de résidence | Occupation principale au cours des cinq derniers exercices |
|---|---|
| Scott C. Balfour Président et chef de l'exploitation Halifax (Nouvelle-Écosse) Canada | Administrateur et président et chef de la direction d'Emera depuis mars 2018 ⁽¹⁾ . |
| Gregory W. Blunden, FCPA Chef des finances Halifax (Nouvelle-Écosse) Canada | Chef des finances d'Emera depuis mars 2016. |
| Archibald Collins Président et chef de la direction, Tampa Electric Company ⁽²⁾ Tampa, Floride, États-Unis | Président et chef de la direction de Tampa Electric depuis mai 2021. Auparavant, président et chef de l'exploitation d'Emera Caribbean, président et chef de la direction de Grand Bahama Power, vice-président directeur, Opérations commerciales, d'Emera Energy, et chef de l'exploitation de Tampa Electric. |
| Karen E. Hutt Vice-présidente directrice, Expansion des affaires et stratégie Halifax (Nouvelle-Écosse) Canada | Vice-présidente directrice, Expansion des affaires et stratégie d'Emera depuis octobre 2019. Auparavant, présidente et cheffe de la direction de NSPI depuis août 2016. |
| R. Michael Roberts Chef des ressources humaines Halifax (Nouvelle-Écosse) Canada | Chef des ressources humaines d'Emera et de NSPI depuis décembre 2014. Administrateur d'EBPC depuis mars 2024. |
| Daniel P. Muldoon Vice-président directeur, Développement de projets et soutien opérationnel Halifax (Nouvelle-Écosse) Canada | Vice-président directeur, Développement de projets et soutien opérationnel d'Emera. Président des conseils d'EBPC, d'Emera Technologies LLC, de NMGC et de Block Energy, LLC. Ancien administrateur d'Emera Maine, d'août 2013 à mars 2020. Administrateur de TEC et de NSPML. Auparavant, vice-président directeur, Principales énergies renouvelables et de rechange depuis mai 2014. |
| Michael R. Barrett Vice-président directeur et chef du contentieux Halifax (Nouvelle-Écosse) Canada | Vice-président directeur et chef du contentieux d'Emera depuis juillet 2022. Avant d'occuper ce poste, chef du contentieux d'Emera depuis novembre 2017. Avant d'entrer au service d'Emera, associé principal et chef des groupes de pratique Électricité et Changement climatique chez Bennett Jones LLP à Toronto. |
| Brian C. Curry Secrétaire général Halifax (Nouvelle-Écosse) Canada | Secrétaire général d'Emera depuis novembre 2023 et, auparavant, secrétaire général adjoint d'Emera. Ancien directeur principal des affaires réglementaires et secrétaire général de NSPI, de février 2021 à février 2023, principal avocat-conseil en matière de réglementation et secrétaire général de NSPI, de janvier 2020 à février 2021 et avocat-conseil en matière de réglementation de NSPI, de janvier 2015 à janvier 2020. |

- (1) L'occupation principale de M. Balfour au cours des cinq derniers exercices est détaillée dans le tableau des administrateurs ci-dessus.
- (2) M. Collins est inclus dans la liste des membres de la haute direction d'Emera à titre de président et chef de la direction de Tampa Electric Company, qui comprend le secteur Services publics d'électricité de la Floride, un des secteurs d'activités principaux d'Emera.

Au 31 décembre 2024, les administrateurs et les membres de la haute direction étaient propriétaires véritables d'environ 239 479 actions ordinaires ou exerçaient un contrôle sur celles-ci, directement ou indirectement, soit moins de 1 pour cent des actions ordinaires émises et en circulation d'Emera.

COMITÉ D'AUDIT

Le comité d'audit d'Emera se compose des six membres suivants, lesquels sont tous des administrateurs indépendants, à savoir : Kent M. Harvey (président), Paula Gold-Williams, B. Lynn Loewen, Brian J. Porter, Ian E. Robertson et Carla M. Tully. Les responsabilités et devoirs du comité d'audit sont énoncés dans sa charte, dont le texte est reproduit à l'annexe D de la présente notice annuelle.

Le conseil estime que la composition du comité d'audit témoigne d'un niveau élevé de compétences et de connaissances financières. Le conseil a établi que chaque membre du comité d'audit « possède des compétences financières », tel qu'il est défini en vertu des lois canadiennes sur les valeurs mobilières. Le conseil en est arrivé à cette conclusion en se basant sur le niveau de formation de même que sur l'étendue et la profondeur de l'expérience que possède chaque membre du comité d'audit. Le texte qui suit est une description de la formation et de l'expérience que possède chaque membre du comité d'audit et qui sont pertinentes à l'exécution de ses responsabilités en tant que membre du comité d'audit :

Kent M. Harvey, président du comité

Ancien chef des finances de PG&E Corporation, société de portefeuille investissant essentiellement dans des sociétés énergétiques, dont le siège social est situé à San Francisco. PG&E Corporation est la société mère de Pacific Gas and Electric Company, l'une des plus importantes sociétés de services combinés de gaz naturel et d'électricité des États-Unis. M. Harvey compte plus de 33 années d'expérience auprès de PG&E Corporation, dans laquelle il a gravi les échelons jusqu'à occuper des postes de haute direction avant son départ à la retraite en 2016, notamment celui de vice-président principal et chef des finances, de 2009 à 2015, ainsi que celui de vice-président principal, chef de gestion du risque et chef de l'audit, de 2005 à 2009. Il a été vice-président principal, chef des finances et trésorier de Pacific Gas and Electric Company, filiale de PG&E Corporation, de 2000 à 2005. M. Harvey est titulaire d'un baccalauréat en sciences économiques et d'une maîtrise en génie, les deux de l'Université Stanford.

Paula Y. Gold-Williams

Ancienne présidente et cheffe de la direction de CPS Energy, service public municipal d'électricité et de gaz naturel entièrement intégré situé à San Antonio, au Texas. M^{me} Gold-Williams a occupé des postes à responsabilité croissante au sein de CPS Energy avant d'en devenir la cheffe de la direction en 2015. Elle a occupé plusieurs autres postes au cours de sa carrière de 17 ans au sein de CPS Energy, y compris celui de vice-présidente directrice de groupe, Services financiers et administratifs, cheffe des finances et trésorière. Elle était coprésidente du Keystone Policy Center et est membre tant du Policy Center que de son Energy Board depuis 2016. Elle est co-présidente du conseil du volet de l'énergie du groupe de réflexion et d'initiatives communautaires et villes intelligentes à l'échelle mondiale. Elle est également membre du conseil d'administration de ReNew Energy Global Plc, société d'énergie renouvelable établie en Inde. Elle est aussi membre du Center for Board Excellence du Nasdaq, qui est un regroupement de membres de conseils, de leaders et d'innovateurs aux vues similaires qui s'engagent à faire avancer les pratiques exemplaires et l'efficacité en matière de gouvernance des entreprises. Auparavant, M^{me} Gold-Williams a occupé d'autres postes, notamment au sein du comité consultatif du secrétaire américain de l'Énergie; première vice-présidente du Electric Power Resource Institute (EPRI); membre et présidente intérimaire désignée de la Federal Reserve Bank de la succursale de San Antonio, à Dallas; et ancienne présidente du conseil de la Chambre de commerce de San Antonio. Elle est titulaire d'un grade d'associé des beaux-arts du Collège San Antonio et d'un BBA en comptabilité de l'Université St. Mary's. Elle a obtenu une maîtrise en administration des affaires en finances et en comptabilité de l'Université Regis à Denver, au Colorado. Elle a obtenu les titres de *Certified Public Accountant* et de *Chartered Global Management Accountant*.

B. Lynn Loewen, FCPA, FCA

Ancienne présidente de Minogue Medical Inc., fournisseur canadien de technologies, de fournitures et d'équipements médicaux innovateurs. De 2008 à 2011, elle a été présidente d'Expertech Network Installation Inc., fournisseur de services d'infrastructure au réseau canadien. M^{me} Loewen a également occupé plusieurs postes importants à Entreprises Bell Canada, à titre de vice-présidente des finances

de 2005 à 2008 et de vice-présidente des contrôles financiers de 2003 à 2005. Plus tôt au cours de sa carrière, elle a travaillé pour Air Canada Jazz où elle a occupé des postes comportant des responsabilités croissantes, y compris les postes de cheffe des finances et de vice-présidente des services généraux. M^{me} Loewen est membre du conseil d'administration de la Banque Nationale du Canada, présidente de son comité d'audit et membre de son comité de gestion des risques et de technologie. Elle est aussi membre du conseil d'administration de Kinaxis Inc., société canadienne qui révolutionne la gestion de la chaîne d'approvisionnement depuis plus de trente ans. Elle est membre du comité d'audit de Kinaxis. M^{me} Loewen est chancelière de l'Université Mount Allison, présidente du comité des mises en candidature et de la gouvernance et membre du comité de direction depuis 2018. De plus, elle a siégé à son conseil d'administration de 1998 à 2008 et l'a présidé de 2007 à 2008. Elle a été membre du conseil d'administration de Gildan Activewear Inc., fabricant canadien de vêtements, d'avril à mai 2024. Elle a été membre du conseil d'administration de Xplore Inc., fournisseur de services large bande canadien, et membre de son comité d'audit de 2021 à 2023. De plus, elle est ancienne membre de l'Office d'investissement des régimes de pensions du secteur public de 2001 à 2007, siégeant au comité d'audit et des conflits de 2003 à 2007 et présidente du comité d'audit et des conflits de 2006 à 2007. Elle était également présidente de son comité de gouvernance de 2003 à 2006. Elle est titulaire d'un baccalauréat en commerce de cette université. Elle est Fellow des comptables professionnels agréés et titulaire du titre d'administrateur agréé de l'Institut des administrateurs de sociétés.

Brian J. Porter

Il s'est joint au conseil d'Emera le 6 mars 2024. M. Porter était président et chef de la direction de La Banque de Nouvelle-Écosse, qui exerce ses activités sous le nom de Banque Scotia, banque d'envergure mondiale exerçant ses activités au Canada et dans les Amériques, de novembre 2013 jusqu'à sa retraite en janvier 2023. M. Porter est président de l'assemblée des gouverneurs du Collège universitaire Huron de l'Université Western, président du conseil du Fonds ontarien pour la construction et président du conseil de la Fédération du saumon atlantique (Canada). Il est administrateur de Fairfax Financial Holdings Ltd. et il a auparavant été président du conseil des fiduciaires du Réseau universitaire de santé. M. Porter est titulaire d'un baccalauréat en commerce de l'Université Dalhousie et a reçu un doctorat honorifique en droit de cette université en 2008 et de l'Université Ryerson en 2018. Il est diplômé du programme en gestion avancée de la Harvard Business School. M. Porter possède une forte expérience dans le domaine bancaire et des marchés financiers et il a dirigé une des plus grandes banques à charte du Canada pendant une période de forte croissance et d'expansion.

Ian E. Robertson

Il est directeur de Northern Genesis Capital Group, groupe d'investissement axé sur le repérage d'entreprises de transition énergétique et l'investissement dans de telles entreprises. Ancien chef de la direction d'Algonquin Power & Utilities Corp. (Algonquin Power), un service public coté en bourse qui exerce des activités diversifiées liées à la production, au transport et à la distribution d'électricité au niveau international. Fondateur et directeur d'Algonquin Power Corporation Inc., promoteur d'énergie indépendant privé constitué en 1988 qui a précédé Algonquin Power. M. Robertson compte plus de 30 ans d'expérience dans l'aménagement de projets de production d'électricité et d'exploitation de services publics réglementés diversifiés. Ancien membre du conseil d'administration de Northern Genesis Acquisition Corp., de Northern Genesis Acquisition Corp. II et de Northern Genesis Acquisition Corp. III et ancien administrateur d'Embark Technology, Inc., société axée sur les véhicules autonomes, de Largo Resources Ltd. et d'Algonquin Power et d'Atlantica Sustainable Infrastructure plc. M. Robertson est ingénieur électrique et a obtenu le titre d'ingénieur professionnel grâce à son baccalauréat en sciences appliquées de l'Université de Waterloo. Il a obtenu une maîtrise en administration des affaires de la Schulich School of Business de l'Université York. Il détient le titre d'analyste financier agréé, en plus d'avoir obtenu un diplôme du programme Global Professional Master of Laws de l'Université de Toronto. Il a reçu le titre d'administrateur agréé du Directors College de l'Université McMaster. M. Robertson a cessé de siéger au conseil d'administration de l'American Gas Association.

Carla M. Tully

Elle s'est jointe au conseil d'administration d'Emera en juin 2024. Elle est l'ancienne cheffe de la direction et co-fondatrice d'Earthrise Energy, PBC, société de transition énergétique qu'elle a mise sur pied à partir d'un concept pour la faire croître en un producteur d'électricité indépendant fructueux de 1,7 gigawatt (GW), ayant 2,0 GW d'énergie renouvelable à venir. Elle a auparavant été vice-présidente directrice et directrice générale de l'énergie renouvelable pour MAP Energy, entreprise d'investissement du secteur de l'énergie d'une valeur de 2,4 milliards de dollars, dont elle a fait croître les activités de développement de l'énergie renouvelable et y a créé le premier fonds d'énergie entièrement renouvelable de l'entreprise. Au sein d'AES Corporation, société de production d'électricité et de services publics faisant partie du Fortune 500 global, M^{me} Tully a occupé divers postes de haute direction, y compris celui de présidente d'AES UK and Ireland. Actuellement, M^{me} Tully est membre des conseils de Nikola Corporation, de Pattern Energy et de Citizens for Responsible Energy Solutions Forum. Elle est également conseillère supérieure de l'Office d'investissement du Régime de pensions du Canada (Investissements RPC) et conseillère auprès de bon nombre de sociétés en démarrage du secteur de l'énergie. Elle est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires de la Columbia Business School, d'une maîtrise ès arts en droit et en diplomatie de la Fletcher School de Tufts University, et d'un baccalauréat en relations internationales et en économie de la University of Southern California.

Processus d'approbation préalable des services d'audit et des services non liés à l'audit

Le comité d'audit est responsable de la surveillance des travaux des auditeurs externes. Afin de s'acquitter de cette responsabilité, le comité d'audit doit approuver au préalable tous les services d'audit et services non liés à l'audit que les auditeurs externes doivent rendre afin de s'assurer qu'en dépit de tels services rendus, les auditeurs externes demeurent indépendants de la société. Par conséquent, le comité d'audit a adopté une politique d'approbation préalable des services d'audit et des services non liés à l'audit, dans le but d'énoncer les procédures et les conditions en vertu desquelles les services devant être rendus par les auditeurs externes peuvent être approuvés au préalable.

À moins qu'un type de services n'ait été approuvé au préalable par le comité d'audit, il lui faudra être approuvé par ce dernier de façon précise si l'on veut qu'il soit rendu par les auditeurs externes. Les services proposés dont les coûts excèdent les niveaux de coûts approuvés devront également être approuvés au préalable par le comité d'audit de façon précise.

Honoraires des auditeurs

Le total des honoraires facturés par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., auditeurs externes de la société, au cours des exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023 s'établit comme suit :

| Honoraires pour services | 2024 (\$) | 2023 (\$) |
|--|------------------|------------------|
| Honoraires d'audit | 5 689 398 \$ | 3 910 266 \$ |
| Honoraires pour services liés à l'audit⁽¹⁾ | 240 080 | 174 410 |
| Honoraires pour services fiscaux⁽²⁾ | 323 252 | 39 450 |
| Tous les autres honoraires | - | 75 000 |
| Total | 6 252 730 \$ | 4 199 126 \$ |

(1) Les honoraires pour services liés à l'audit à l'égard d'Emera ont trait aux procédures convenues relativement aux demandes de hausse tarifaire et à l'audit des régimes de retraite.

(2) Les honoraires pour services fiscaux ont trait aux services en matière de conformité fiscale et services de conseil généraux en matière de fiscalité touchant à diverses questions.

CERTAINES POURSUITES

À la connaissance d'Emera, aucun administrateur ou membre de la direction de la société :

- 1) n'est, à la date de la présente notice annuelle, ou n'a été, au cours des dix années précédant cette date, administrateur, chef de la direction ou chef des finances d'une société qui a fait l'objet d'une des ordonnances suivantes :
 - a) une ordonnance prononcée pendant que l'administrateur ou le membre de la direction exerçait les fonctions d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances;
 - b) une ordonnance prononcée après que l'administrateur ou le membre de la direction a cessé d'exercer les fonctions d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances et découlant d'un événement survenu pendant qu'il exerçait ces fonctions;
- 2) sauf en ce qui concerne Mme Tully, tel qu'il est indiqué ci-après, n'est, à la date de la présente notice annuelle, ou n'a été, au cours des dix années précédant cette date, administrateur ou membre de la haute direction d'une société qui, pendant qu'il exerçait cette fonction ou dans l'année suivant la cessation de cette fonction, a fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, été poursuivi par ses créanciers, conclu un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, ou un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé pour détenir ses biens;
- 3) n'a, au cours des dix années précédant la date de la présente notice annuelle, fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, été poursuivi par ses créanciers, conclu un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, ou un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé pour détenir ses biens;
- 4) n'a fait l'objet d'aucune amende ou sanction imposée par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières, ou a conclu un règlement amiable avec celle-ci, ou n'a fait l'objet d'aucune amende ou sanction imposée par un tribunal ou un organisme de réglementation qui serait susceptible d'être considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision en matière de placement.

En date de la présente notice annuelle, Carla M. Tully est une administratrice de Nikola Corporation (« Nikola »). Le 19 février 2025, Nikola a annoncé qu'elle-même et certaines de ses filiales avaient présenté des requêtes volontaires en vertu du chapitre 11 du code des États-Unis intitulé *Bankruptcy Code* pour le district du Delaware et qu'elle avait elle-même également déposé une requête demandant l'autorisation de poursuivre un processus d'enchères et de vente en vertu de l'article 363 de ce code.

CONFLIT D'INTÉRÊTS

Il n'y a aucun conflit d'intérêts actuel ou éventuel important entre Emera ou l'une de ses filiales et les administrateurs ou dirigeants d'Emera ou de l'une de ses filiales.

POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI

À la connaissance d'Emera, aucune poursuite n'a été instituée, qui, individuellement ou collectivement, pourrait viser à réclamer à Emera ou à ses filiales des dommages-intérêts totalisant 10 pour cent ou plus de l'actif à court terme d'Emera, exclusion faite des intérêts et dépens.

Au cours du dernier exercice clos d'Emera, il n'y a eu a) aucune amende ou sanction infligée à Emera par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par un organisme de réglementation,

b) aucune autre amende ou sanction infligée à Emera par un tribunal ou par un organisme de réglementation et qui serait vraisemblablement considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision d'investissement, et c) aucun règlement amiable conclu par Emera devant un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou avec un organisme de réglementation.

MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Aucune des personnes suivantes, à savoir a) un administrateur ou un membre de la direction d'Emera, b) une personne physique ou morale qui est propriétaire véritable, directement ou indirectement, de plus de 10 pour cent des titres comportant droit de vote de toute catégorie en circulation d'Emera, ou exerce un contrôle ou a la haute main sur pareils titres, ou c) une personne qui a des liens avec les personnes visées à l'alinéa a) ou b) ou qui fait partie du même groupe qu'elles, ne détenait un intérêt important dans toute opération visant Emera au cours des trois derniers exercices d'Emera ou de l'exercice courant, qui a eu ou pourrait raisonnablement avoir une incidence importante sur Emera.

CONTRATS IMPORTANTS

Sauf dans le cours normal de ses activités, Emera n'a conclu aucun contrat important au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024 ni avant cet exercice et qui est toujours en vigueur à la date de la présente notice annuelle.

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

Compagnie Trust TSX agit à titre d'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres à l'égard des actions ordinaires et des actions privilégiées de premier rang d'Emera. Les registres aux fins de l'inscription et du transfert de titres d'Emera sont conservés aux principaux bureaux de Compagnie Trust TSX situés à Halifax, à Montréal et à Toronto.

EXPERTS

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., sont les auditeurs externes d'Emera. Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., déclarent qu'ils sont indépendants au sens du code de déontologie des comptables professionnels agréés de la Nouvelle-Écosse et qu'ils se conforment à la règle 3520 du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis).

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

On peut obtenir des renseignements complémentaires sur Emera sous son profil sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca ou sur demande adressée au secrétaire général, Emera Incorporated, P.O. Box 910, Halifax (Nouvelle-Écosse) B3J 2W5, par téléphone au 902-428-6096 ou par télécopieur au 902-428-6171. La circulaire de sollicitation de procurations par la direction préparée par Emera pour sa plus récente assemblée annuelle des porteurs d'actions ordinaires contient des renseignements complémentaires, y compris en ce qui a trait aux administrateurs et aux membres de la haute direction, à leur rémunération et à leur endettement, aux principaux porteurs des titres d'Emera et aux titres pouvant être émis aux termes de régimes de rémunération à base d'actions. On trouvera également des renseignements financiers complémentaires dans les états financiers audités de même que dans le rapport de gestion d'Emera.

En tout temps, Emera fournira à toute personne qui en fait la demande au secrétaire général, un exemplaire du code de conduite d'Emera. Un exemplaire du code de conduite d'Emera est également accessible par voie électronique sur le site Web de SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca sous le profil d'Emera ou sur le site Web de la société à l'adresse www.emera.com.

ANNEXE A – Définitions de certains termes

Afin de faciliter la lecture de la présente notice annuelle, les termes qui y sont utilisés ont le sens qui leur est attribué ci-après.

« **\$ BBD** » désigne les dollars de la Barbade.

« **\$ BS** » désigne les dollars des Bahamas.

« **\$ CA** » désigne les dollars canadiens.

« **\$ US** » désigne les dollars américains.

« **actions privilégiées de premier rang** » désigne chaque série des actions privilégiées de premier rang autorisées d'Emera, soit ses actions privilégiées de premier rang de série 2016-A issues de la conversion, actions privilégiées de premier rang de série A, actions privilégiées de premier rang de série B, actions privilégiées de premier rang de série C, actions privilégiées de premier rang de série D, actions privilégiées de premier rang de série E, actions privilégiées de premier rang de série F, actions privilégiées de premier rang de série G, actions privilégiées de premier rang de série H, actions privilégiées de premier rang de série I, actions privilégiées de premier rang de série J et actions privilégiées de premier rang de série L.

« **actions privilégiées de premier rang de série 2016-A issues de la conversion** » désigne les actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif, série 2016-A d'Emera.

« **actions privilégiées de premier rang de série A** » désigne les actions privilégiées de premier rang à taux rajusté tous les cinq ans et à dividende cumulatif, série A d'Emera.

« **actions privilégiées de premier rang de série B** » désigne les actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif, série B d'Emera.

« **actions privilégiées de premier rang de série C** » désigne les actions privilégiées de premier rang à taux rajusté et à dividende cumulatif, série C d'Emera.

« **actions privilégiées de premier rang de série D** » désigne les actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif, série D d'Emera.

« **actions privilégiées de premier rang de série E** » désigne les actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif, série E d'Emera.

« **actions privilégiées de premier rang de série F** » désigne les actions privilégiées de premier rang à taux rajusté et à dividende cumulatif, série F d'Emera.

« **actions privilégiées de premier rang de série G** » désigne les actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif, de série G d'Emera.

« **actions privilégiées de premier rang de série H** » désigne les actions privilégiées de premier rang à taux rajusté minimal et à dividende cumulatif, série H d'Emera.

« **actions privilégiées de premier rang de série I** » désigne les actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif, série I d'Emera.

« **actions privilégiées de premier rang de série J** » désigne les actions privilégiées de premier rang à taux minimal rajusté et à dividende cumulatif, série J d'Emera.

« **actions privilégiées de premier rang de série K** » désigne les actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif, série K d'Emera.

« **actions privilégiées de premier rang de série L** » désigne les actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif, série L d'Emera.

« **administrateurs** » désigne les administrateurs d'Emera et « **administrateur** » désigne l'un d'entre eux.

« **agences de notation** » désigne, collectivement, Fitch, Moody's et S&P, et « **agence de notation** » désigne l'une de ces agences de notation.

« **Bear Swamp** » désigne Bear Swamp Power Company, LLC, société constituée sous le régime des lois de l'État du Delaware dans laquelle Emera détient une participation indirecte de 50 pour cent et qui exploite une centrale hydroélectrique à réserve pompée de 633 MW.

« **bénéfice net ajusté** » a le sens qui est donné à ce terme à la rubrique « Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR » du rapport de gestion, lequel est intégré par renvoi aux présentes et dont un exemplaire est accessible par voie électronique sous le profil d'Emera sur SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca.

« **bilans consolidés** » désigne les bilans consolidés qui font partie des états financiers audités.

« **billets hybrides** » désigne les billets subordonnés à taux fixe-variable non garantis d'Emera venant à échéance en 2076 d'un capital total de 1,2 milliard de dollars américains.

« **billets subordonnés** » désigne les billets subordonnés de second rang à taux fixe-fixe révisable

totalisant 500 millions de dollars américains, à 7,625 %.

« **BISX** » désigne The Bahamas International Securities Exchange.

« **bloc de la Nouvelle-Écosse** » désigne l'électricité transmise par l'entremise du lien maritime à partir du projet hydroélectrique de Muskrat Falls.

« **Block Energy** » désigne Block Energy LLC, antérieurement Emera Technologies LLC, filiale en propriété exclusive d'Emera existant sous le régime des lois de l'État de la Floride.

« **BLPC** » désigne Barbados Light & Power Company Limited, société de services publics d'électricité à intégration verticale constituée sous le régime des lois de la Barbade et filiale en propriété exclusive directe d'ECI.

« **Brooklyn Energy** » désigne Brooklyn Power Corporation, société constituée sous le régime des lois de la province de la Nouvelle-Écosse et filiale directe en propriété exclusive d'Emera qui exploite une centrale de cogénération alimentée à la biomasse de 30 MW.

« **BSE** » désigne la Bourse de la Barbade.

« **CAIR** » désigne la règle intitulée *Clean Air Interstate Rule*.

« **charges d'exploitation et d'entretien et charges générales** » désigne les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales.

« **COMFIT** » désigne le programme de tarifs de rachat garantis communautaires qui est offert par la province de la Nouvelle-Écosse et qui permet aux organismes communautaires de participer à la génération d'électricité renouvelable.

« **conseil** » désigne le conseil d'administration d'Emera.

« **CRCE** » désigne la clause de recouvrement des coûts environnementaux.

« **CTD** » désigne un certificat de titres en dépôt représentant des actions ordinaires d'Emera.

« **CTD bahamiens** » désigne les CTD inscrits à la cote de la BISX.

« **CTD barbadiens** » désigne les CTD inscrits à la cote de BSE.

« **DGHT** » désigne une demande générale de hausse tarifaire.

« **EBPC** » ou « **Emera Brunswick Pipeline Company** » désigne Emera Brunswick Pipeline

Company Ltd., société constituée sous le régime des lois fédérales du Canada et filiale en propriété exclusive indirecte d'Emera.

« **ECI** » désigne Emera (Caribbean) Incorporated, société constituée sous le régime des lois de la Barbade et qui est une filiale indirecte d'Emera et de la société mère de BLPC et GBPC.

« **EfficiencyOne** » désigne une entité tierce fédérale sans but lucratif qui détient actuellement les droits de prestation de services en matière d'efficacité et de conservation énergétique dans la province, qui est réputée être un service public en vertu de la loi intitulée *Public Utilities Act* et réglementée par la Régie.

« **Emera** » désigne Emera Incorporated, société ouverte constituée sous le régime des lois de la province de la Nouvelle-Écosse et inscrite à la TSX sous le symbole « EMA ».

« **Emera Energy** » désigne les activités d'Emera Energy Services, de Brooklyn Energy et de Bear Swamp.

« **Emera Energy LP** » désigne Emera Energy LP, filiale en propriété exclusive d'Emera constituée sous le régime des lois de la Nouvelle-Écosse.

« **Emera Energy Services** » ou « **EES** » désigne Emera Energy LP et Emera Energy Services, Inc., société de négociation et de commercialisation de gaz naturel et d'électricité et filiale en propriété exclusive indirecte d'Emera constituée sous le régime des lois de l'État du Delaware, qui forment ensemble une société de négociation et de commercialisation de gaz naturel et d'électricité.

« **Emera US Finance LP** » désigne une filiale indirecte en propriété exclusive d'Emera qui est une société en commandite de financement, constituée sous le régime des lois du Delaware.

« **EPA** » désigne l'Environmental Protection Agency des États-Unis.

« **états financiers audités** » désigne les états financiers consolidés audités d'Emera aux 31 décembre 2024 et 2023 et pour les exercices clos à ces dates, ainsi que le rapport des auditeurs y afférent, dont des exemplaires sont accessibles par voie électronique sur le site Web SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca sous le profil d'Emera.

« **EUSHI Finance, Inc.** » désigne une filiale de financement indirecte en propriété exclusive d'Emera constituée sous le régime des lois du Delaware.

« **Fair Trading Commission, Barbados** » ou « **FTC** » désigne l'autorité de réglementation de BLPC.

« **FERC** » désigne la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis.

« **Fitch** » désigne l'agence de notation Fitch Ratings Inc.

« **FPSC** » désigne la Florida Public Service Commission, autorité de réglementation de Tampa Electric et de PGS.

« **gazoduc Brunswick** » désigne le gazoduc qui distribue le gaz naturel regazéifié du terminal de GNL Saint John près de Saint John, au Nouveau-Brunswick, à des marchés situés dans le nord-est des États-Unis, détenu en propriété directe par EBPC.

« **GBPA** » désigne The Grand Bahama Port Authority, autorité de réglementation de GBPC.

« **GBPC** » ou « **Grand Bahama Power Company** » désigne Grand Bahama Power Company Limited, société de services publics d'électricité à intégration verticale constituée sous le régime des lois du Commonwealth des Bahamas et filiale indirecte d'ECI.

« **GES** » désigne les gaz à effet de serre.

« **GNL** » désigne le gaz naturel liquéfié.

« **GWh** » désigne la quantité de courant calculée en gigawattheures.

« **IFRS** » désigne les Normes internationales d'information financière.

« **km** » désigne un ou des kilomètres.

« **lien maritime** » désigne le projet de transport qui comprend deux câbles sous-marins de 170 km reliant Terre-Neuve et la province de la Nouvelle-Écosse développé par NSP Maritime Link Inc.

« **Loi de 1933** » désigne la loi des États-Unis intitulée *Securities Act of 1933*, en sa version modifiée.

« **Loi sur l'électricité** » désigne la loi intitulée *Electricity Act, 2004, c. 25, s. 1.* (Nouvelle-Écosse).

« **Loi sur les services publics** » désigne la loi de la Nouvelle-Écosse intitulée *Public Utilities Act*.

« **Lucelec** » désigne St. Lucia Electricity Services Limited, société constituée sous le régime des lois de Sainte-Lucie dans laquelle Emera détient une participation indirecte de 19,5 pour cent par l'intermédiaire d'ECI.

« **M&NP** » désigne Maritimes & Northeast Pipeline, qui transporte du gaz naturel entre les provinces de l'Atlantique et la Nouvelle-Angleterre et dans laquelle Emera détient une participation indirecte de 12,9 pour cent.

« **MCT** » désigne le marché de la capacité à terme.

« **membres de la haute direction** » désigne les membres de la haute direction d'Emera et « **membre de la haute direction** » désigne l'un d'entre eux.

« **Moody's** » désigne l'agence de notation Moody's Investor Services, Inc., une filiale de Moody's Corporation.

« **MRAPC** » désigne le mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible mis en place par la Régie.

« **MW** » désigne la quantité de courant calculée en mégawatts.

« **NB Power** » désigne New Brunswick Power Corporation, société d'État provinciale établie sous le régime des lois du Nouveau-Brunswick, responsable de la production, du transport et de la distribution d'électricité dans la province du Nouveau-Brunswick.

« **NERC** » désigne North American Electric Reliability Corporation.

« **NLH** » désigne Newfoundland and Labrador Hydro, société constituée sous le régime d'une loi spéciale de la législature de la province de Terre-Neuve-et-Labrador en tant que société d'État, et anciennement Nalcor Energy.

« **NMGC** » désigne New Mexico Gas Company, Inc., service public réglementé de distribution de gaz constitué sous le régime des lois du Delaware et desservant des clients dans l'ensemble du Nouveau-Mexique.

« **NMPRC** » désigne New Mexico Public Regulation Commission, l'autorité de réglementation de NMGC.

« **nord-est des États-Unis** » désigne la région des États-Unis couvrant la Nouvelle-Angleterre ainsi que les États du New Jersey, de New York et de la Pennsylvanie.

« **notice annuelle** » désigne la présente notice annuelle de 2024 d'Emera.

« **Nouvelle-Angleterre** » désigne la région située aux États-Unis couvrant les États du Connecticut, du Maine, du Massachusetts, du New Hampshire, du Rhode Island et du Vermont.

« **NPCC** » désigne Northeast Power Coordinating Council, Inc.

« **NSEB** » désigne le Nova Scotia Energy Board.

« **NSP Maritime Link Inc.** » ou « **NSPML** » désigne NSP Maritime Link Incorporated, filiale indirecte en propriété exclusive d'Emera, société constituée sous le régime des lois de la province de Terre-Neuve-et-Labrador et qui développe le projet de lien maritime.

« **NSPI** » ou « **Nova Scotia Power** » désigne Nova Scotia Power Incorporated, société de services publics d'électricité à intégration verticale constituée sous le régime des lois de la province de la Nouvelle-Écosse et filiale directe et indirecte en propriété exclusive d'Emera.

« **dépenses d'E&M** » désigne les dépenses d'entretien et de maintenance.

« **ordonnance** » désigne une interdiction d'opérations, une ordonnance assimilable à une interdiction d'opérations ou une ordonnance qui refuse à la société le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation en valeurs mobilières qui est en vigueur depuis plus de 30 jours consécutifs.

« **PCGR des É.-U.** » désigne les principes comptables généralement reconnus et en vigueur à l'occasion aux États-Unis, codifiés par le Financial Accounting Standards Board, ou tout institut remplaçant.

« **PEI** » désigne les producteurs d'électricité indépendants.

« **PFUDC** » désigne la provision pour fonds utilisés durant la construction et représente le coût du financement des projets de construction réglementés. La PFUDC est capitalisée en fonction du coût des immobilisations, lorsque l'autorité de réglementation le permet.

« **PGI** » désigne les programmes de gestion de l'intégrité.

« **PGS** » ou « **Peoples Gas System** » désigne Peoples Gas System, Inc., anciennement la division Peoples Gas System de TEC, exerçant ses activités en tant que service public réglementé de distribution de gaz desservant des clients dans l'ensemble de la Floride, et filiale en propriété exclusive indirecte d'Emera, existant sous le régime des lois de l'État de Floride.

« **Privatization Act** » désigne la loi de la Nouvelle-Écosse intitulée *Power Privatization Act*, S.N.S., 1992, c. 8, et toutes les modifications qui y sont apportées.

« **programme ACM** » désigne un programme de placement au cours du marché qui permet à Emera d'émettre de nouvelles actions ordinaires au prix courant du marché.

« **projet de ligne de transport d'énergie entre le Labrador et l'île de Terre-Neuve** » ou « **LIL** » désigne le projet de transport de l'électricité à Terre-Neuve-et-Labrador en cours d'élaboration par NLH (anciennement Nalcor Energy), qui permet le transport de l'électricité de Muskrat Falls entre le Labrador et l'île de Terre-Neuve.

« **province** » désigne la province de la Nouvelle-Écosse, Canada, et comprend, lorsque le contexte

l'exige, le gouvernement provincial de la Nouvelle-Écosse, et « provincial » fait référence à la Nouvelle-Écosse.

« **provinces de l'Atlantique** » désigne la région du Canada regroupant les provinces du Nouveau-Brunswick, de Terre-Neuve-et-Labrador, de la Nouvelle-Écosse et de l'Île-du-Prince-Édouard.

« **rapport de gestion** » désigne le rapport de gestion d'Emera pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, qu'il est possible de consulter électroniquement sur SEDAR+, sous le profil d'Emera, au www.sedarplus.ca.

« **RCE** » ou « **Régie de l'énergie du Canada** », l'organisme de réglementation indépendant d'EBPC.

« **RCP** » désigne le rendement des capitaux propres.

« **RDEIF** » désigne les restrictions des dépenses excessives d'intérêts et de financement.

« **Régie** » désigne Nova Scotia Utility and Review Board, l'autorité de réglementation indépendante de NSPI.

« **RENAC** » désigne Repsol Energy North America Canada Partnership.

« **régime de réinvestissement des dividendes** » ou « **RRD** » désigne le régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions à l'intention des porteurs d'actions ordinaires de la société.

« **régime de tarification fondé sur la production** » désigne le régime de tarification fondé sur la production.

« **réglementation sur l'énergie renouvelable** » désigne la réglementation sur l'énergie renouvelable de la Nouvelle-Écosse.

« **rendement des obligations du gouvernement du Canada** » désigne pour toute date le rendement à l'échéance à cette date (dans l'hypothèse où le rendement est composé semestriellement) d'une obligation du gouvernement du Canada non remboursable par anticipation libellée en dollars canadiens et comportant une durée à l'échéance de cinq ans, publié à 10 h (heure de Toronto) à cette date, et qui figure à la page GCAN5YR de l'écran Bloomberg à cette date; toutefois, si ce taux ne figure pas à la page GCAN5YR de l'écran Bloomberg à cette date, le rendement des obligations du gouvernement du Canada correspondra à la moyenne des rendements établis par deux courtiers en valeurs mobilières canadiens inscrits choisis par la société comme étant le rendement à l'échéance à cette date (dans l'hypothèse où le rendement est composé semestriellement) que rapporterait une obligation du gouvernement du Canada non remboursable par anticipation si elle était émise en dollars canadiens à 100 pour cent de son capital à cette date et comportant une durée à l'échéance de cinq ans.

« **Reorganization Act** » désigne la loi de la Nouvelle-Écosse intitulée *Power Reorganization (1998) Act*, S.N.S., 1998, c.19, et toutes les modifications qui y sont apportées.

« **Repsol** » désigne Repsol, S.A., société mère de RENAC.

« **S&P** » désigne l'agence de notation S&P Global Ratings, une division de S&P Global Inc.

« **SeaCoast** » désigne SeaCoast Gas Transmission, LLC, société constituée sous le régime des lois de l'État du Delaware et filiale indirecte en propriété exclusive d'Emera.

« **SEDAR+** » désigne le Système électronique de données, d'analyse et de recherche + des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, qui est accessible à l'adresse www.sedaplus.ca.

« **SO₂** » désigne dioxyde de soufre.

« **SoBRA** » désigne l'ajustement du tarif de base de l'énergie solaire (*solar base rate adjustment*).

« **société** » désigne Emera.

« **taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada** » désigne, pour toute période à taux variable trimestrielle, le rendement moyen exprimé en pourcentage annuel des bons du Trésor du gouvernement du Canada assortis d'une échéance de trois mois, publié par la Banque du Canada, pour la dernière adjudication des bons du Trésor précédant la date de calcul du taux variable applicable.

« **TEC** » désigne Tampa Electric Company, service public réglementé du secteur électrique desservant des clients dans le centre-ouest de la Floride, filiale indirecte en propriété exclusive d'Emera, constituée sous le régime des lois de l'État de la Floride.

« **TSX** » désigne la Bourse de Toronto.

ANNEXE B – Modalités et conditions relatives aux séries d'actions privilégiées de premier rang autorisées

En date du 31 décembre 2024, les séries suivantes d'actions privilégiées de premier rang ont été autorisées :

Actions privilégiées de premier rang de série A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, K et L

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'ont pas le droit d'assister aux assemblées des actionnaires d'Emera ou d'y voter, sauf : (i) si la loi les y autorise; (ii) aux assemblées des porteurs d'actions privilégiées de premier rang en tant que catégorie et des porteurs d'actions privilégiées de premier rang en tant que série; et (iii) dans les cas où Emera omet d'effectuer, dans l'ensemble, huit versements de dividendes trimestriels sur les actions privilégiées de premier rang.

Chaque fois que les porteurs d'actions privilégiées de premier rang ont le droit de voter, ils peuvent exercer un droit de vote pour chaque action privilégiée qu'ils détiennent, sous réserve des restrictions énoncées à la rubrique « Restrictions relatives à la propriété d'actions ».

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série A, C, F, H et J ont le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes privilégiés en espèces lorsque le conseil en déclare, qui seront rajustés régulièrement à des dates fixes en fonction d'un taux annualisé correspondant à somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada sur cinq ans, calculé au début de la période de cinq ans applicable, et de l'écart présenté dans le tableau suivant (sous réserve, (i) dans le cas des actions privilégiées de série H, d'un rajustement minimal fixe de 4,90 pour cent et (ii) dans le cas des actions privilégiées de série J, d'un rajustement minimal fixe de 4,25 pour cent). Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série A, C, F, H et J ont le droit de convertir leurs actions en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang de série B, D, G, I et K, respectivement, sous réserve de certaines conditions, aux dates de conversion indiquées dans le tableau ci-dessous.

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série B, D, G, I et K auront le droit de recevoir des dividendes cumulatifs privilégiés en espèces à taux variable lorsque le conseil en déclare. Le versement des dividendes se fait trimestriellement, selon un montant par action calculé en multipliant le taux variable trimestriel des dividendes, correspondant à la somme du taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada sur trois mois, recalculé trimestriellement, à la date de rajustement applicable, majoré de l'écart, comme il est présenté dans le tableau ci-dessous.

Emera peut racheter les actions privilégiées de premier rang de série A, C, F, H et J, en totalité ou en partie et dans certaines circonstances, en versant des montants en espèces aux dates indiquées dans le tableau ci-dessous, à un prix de 25,00 \$ par action, majoré des dividendes courus et impayés.

Emera peut racheter les actions privilégiées de premier rang de série B, D, G, I et K, en totalité ou en partie et dans certaines circonstances, après leurs dates de rachat initiales respectives en versant des montants en espèces, comme il est indiqué dans le tableau ci-dessous, à un prix correspondant à (i) 25,00 \$ par action, majorés de tous les dividendes courus et impayés, jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement, dans le cas des rachats indiqués dans le tableau ci-dessous ou (ii) 25,50 \$ par action, majorés de tous les dividendes courus et impayés, jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement, dans le cas des rachats effectués à toute autre date.

Sous réserve de certaines conditions, notamment le droit de rachat dont dispose Emera, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série A, C, F, H et J ont le droit de convertir une portion ou la totalité de leurs actions privilégiées de premier rang de série A, C, F, H et J en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang de série B, D, G, I et K, respectivement. En outre, Emera peut convertir automatiquement les actions privilégiées de premier rang de série A, C, F, H et J en actions privilégiées de premier rang de série B, D, G, I et K, respectivement, si elle détermine que, après la conversion par les porteurs, il y aurait moins de 1 000 000 d'actions privilégiées de premier rang de série A, C, F, H et J en circulation, respectivement.

Sous réserve de certaines conditions relatives à la conversion automatique, notamment le droit dont dispose Emera de racheter les actions privilégiées de premier rang de série B, D, G, I et K, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série B, D, G, I et K ont le droit de convertir une portion ou la totalité de leurs actions privilégiées de premier rang de série B, D, G, I et K en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang de série A, C, F, H et J, respectivement. En outre, Emera peut convertir automatiquement les actions privilégiées de premier rang de série B, D, G, I et K en actions privilégiées de premier rang de série A, C, F, H et J, respectivement, si elle détermine que, après la conversion par les porteurs, il y aurait moins de 1 000 000 d'actions privilégiées de premier rang de série B, D, G, I et K en circulation.

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série E auront le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes privilégiés en espèces, lorsque le conseil d'administration en déclare, de 1,125 \$ par action par année et à perpétuité, sous réserve de certains droits de rachat. La société ne pouvait pas racheter les actions privilégiées de premier rang de série E avant le 18 août 2018. Emera peut, à compter du 18 août 2018, racheter les actions privilégiées de premier rang de série E, en totalité ou en partie, à son gré sans le consentement des porteurs, en contrepartie d'un paiement de 26,00 \$ par action si elles sont rachetées avant le 15 août 2019, en contrepartie d'un paiement de 25,75 \$ par action si elles sont rachetées à compter du 15 août 2019, mais avant le 15 août 2020, de 25,50 \$ par action si elles sont rachetées à compter du 15 août 2020 et avant le 15 août 2021, de 25,25 \$ par action si elles sont rachetées à compter du 15 août 2021 et avant le 15 août 2022 et de 25,00 \$ par action si elles sont rachetées à compter du 15 août 2022, dans chacun des cas avec la totalité des dividendes cumulés et impayés jusqu'à la date de rachat, exclusivement.

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série L auront le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes privilégiés en espèces, lorsque le conseil d'administration en déclare, de 1,150 \$ par action par année et à perpétuité, sous réserve de certains droits de rachat. La société ne peut pas racheter les actions privilégiées de premier rang de série L avant le 15 novembre 2026. Emera peut, à compter du 15 novembre 2026, racheter les actions privilégiées de premier rang de série L, en totalité ou en partie, à son gré sans le consentement des porteurs, en contrepartie d'un paiement de 26,00 \$ par action si elles sont rachetées avant le 15 novembre 2027, de 25,75 \$ par action si elles sont rachetées à compter du 15 novembre 2027, mais avant le 15 novembre 2028, de 25,50 \$ par action si elles sont rachetées à compter du 15 novembre 2028, mais avant le 15 novembre 2029, de 25,25 \$ par action si elles sont rachetées à compter du 15 novembre 2029, mais avant le 15 novembre 2030 et de 25,00 \$ par action si elles sont rachetées à compter du 15 novembre 2030, dans chacun des cas avec la totalité des dividendes cumulés et impayés jusqu'à la date de rachat, exclusivement.

Les dates applicables de rachat, de conversion, de fixation du taux d'intérêt et les écarts figurent dans le tableau suivant :

| Série d'actions privilégiées de premier rang | Date de rachat / de fixation du taux d'intérêt initiale | Dates de rachat/de conversion/de fixation du taux d'intérêt ultérieures | Écart |
|--|---|---|--------|
| Série A | 15 août 2015 | 15 août 2020 et tous les cinq ans par la suite | 1,84 % |
| Série B | 15 août 2020 | 15 août 2025 et tous les cinq ans par la suite | 1,84 % |
| Série C | 15 août 2018 | 15 août 2023 et tous les cinq ans par la suite | 2,65 % |
| Série D | – | 15 août 2023 et tous les cinq ans par la suite | 2,65 % |
| Série E | 15 août 2018 | – | – |
| Série F | 15 février 2020 | 15 février 2025 et tous les cinq ans par la suite | 2,63 % |
| Série G | – | 15 février 2025 et tous les cinq ans par la suite | 2,63 % |
| Série H | 15 août 2023 | 15 août 2028 et tous les cinq ans par la suite | 2,54 % |
| Série I | – | 15 août 2028 et tous les cinq ans par la suite | 2,54 % |
| Série J | 15 mai 2026 | 15 mai 2031 et tous les cinq ans par la suite | 3,28 % |
| Série K | – | 15 mai 2031 et tous les cinq ans par la suite | 3,28 % |
| Série L | 15 novembre 2026 | – | – |

Actions privilégiées de premier rang de série 2016-A issues de la conversion

Les actions privilégiées de premier rang de série 2016-A issues de la conversion ont été autorisées dans le cadre du placement des billets hybrides en juin 2016. Au 31 décembre 2024, aucune action privilégiée de premier rang de série 2016-A issue de la conversion n'avait été émise et n'était en circulation.

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série 2016-A issues de la conversion n'ont pas le droit d'assister aux assemblées des actionnaires d'Emera ni d'y exercer leurs droits de vote, sauf : (i) si la loi l'autorise; (ii) dans le cas des assemblées des porteurs d'actions privilégiées de premier rang en tant que catégorie et des porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série 2016-A issues de la conversion en tant que série; et (iii) dans les cas où Emera omet d'effectuer, dans l'ensemble, huit versements de dividendes trimestriels sur les actions privilégiées de premier rang de série 2016-A issues de la conversion.

Chaque fois que les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série 2016-A issues de la conversion ont le droit de voter, ils peuvent exercer un droit de vote pour chaque action privilégiée de premier rang de série 2016-A issue de la conversion qu'ils détiennent, sous réserve des restrictions énoncées à la rubrique « Restrictions relatives à la propriété d'actions ».

Les porteurs de chaque série d'actions privilégiées de premier rang de série 2016-A issues de la conversion auront le droit de recevoir des dividendes cumulatifs privilégiés en espèces lorsque le conseil en déclare, au même taux auquel ils se seraient cumulés sur les séries connexes des billets hybrides (pourvu que ces billets hybrides restent en circulation). Les actions privilégiées de premier rang de série 2016-A issues de la conversion ne sont pas assorties d'une date d'échéance fixe.

Emera peut racheter les actions privilégiées de premier rang de série 2016-A issues de la conversion jusqu'au 15 juin 2026. Après cette date, Emera pourra racheter en tout temps la totalité ou à l'occasion une partie des actions privilégiées de premier rang de série 2016-A issues de la conversion en circulation, sans le consentement des porteurs, en contrepartie du paiement d'un montant en espèces pour chaque action ainsi rachetée de 1 000 \$ US par action, majoré de la totalité des dividendes cumulés et impayés sur ces actions.

ANNEXE C – VOLUME DES OPÉRATIONS MENSUELLES ET FOURCHETTE DES COURS DES TITRES D'EMERA POUR 2024

| | Actions ordinaires | Certificats de titres en dépôt | | Séries d'actions privilégiées de premier rang | | | | | | | | |
|------------------|--------------------|--------------------------------|------------------------------|---|--------|---------|--------|---------|---------|---------|---------|--|
| | | \$ BBD Barbade ⁽¹⁾ | \$ BS Bahamas ⁽²⁾ | A | B | C | E | F | H | J | L | |
| Décembre | | | | | | | | | | | | |
| Haut (\$) | 56,20 | 20,06 | 8,52 | 16,85 | 16,94 | 23,56 | 19,00 | 21,43 | 24,50 | 22,74 | 19,19 | |
| Bas (\$) | 52,71 | 18,41 | 8,52 | 16,00 | 16,01 | 22,66 | 18,31 | 19,95 | 23,17 | 21,80 | 18,34 | |
| Volume | 23 295 397 | 82 | 15 247 | 45 696 | 24 662 | 74 824 | 41 102 | 90 137 | 143 287 | 185 594 | 138 818 | |
| Novembre | | | | | | | | | | | | |
| Haut (\$) | 53,75 | 20,00 | 9,43 | 16,00 | 16,99 | 23,01 | 18,78 | 20,37 | 23,47 | 22,28 | 18,85 | |
| Bas (\$) | 49,46 | 17,57 | 9,43 | 15,26 | 16,55 | 21,87 | 18,01 | 19,28 | 22,55 | 20,65 | 18,58 | |
| Volume | 32 478 281 | 54 | 953 | 101 485 | 51 304 | 169 123 | 35 600 | 205 903 | 387 791 | 56 328 | 60 962 | |
| Octobre | | | | | | | | | | | | |
| Haut (\$) | 54,19 | 23,00 | 9,79 | 16,52 | 17,19 | 23,00 | 19,40 | 19,91 | 23,71 | 21,45 | 19,53 | |
| Bas (\$) | 49,06 | 17,93 | 8,98 | 15,03 | 16,02 | 22,30 | 18,69 | 19,06 | 23,15 | 20,95 | 18,66 | |
| Volume | 34 184 085 | 1 280 | 0 | 66 359 | 22 322 | 115 923 | 38 135 | 300 184 | 97 443 | 110 039 | 140 356 | |
| Septembre | | | | | | | | | | | | |
| Haut (\$) | 53,83 | 23,00 | 9,50 | 15,40 | 17,00 | 22,94 | 19,46 | 19,59 | 23,75 | 21,60 | 19,60 | |
| Bas (\$) | 50,64 | 18,56 | 9,50 | 14,95 | 15,25 | 22,04 | 18,95 | 18,93 | 22,81 | 20,95 | 19,05 | |
| Volume | 21 527 984 | 32 | 913 | 92 918 | 28 520 | 143 633 | 28 147 | 31 230 | 148 702 | 65 786 | 82 297 | |
| Août | | | | | | | | | | | | |
| Haut (\$) | 50,91 | 23,00 | 9,06 | 15,26 | 16,88 | 22,92 | 19,07 | 19,39 | 23,90 | 22,15 | 19,38 | |
| Bas (\$) | 48,53 | 17,43 | 9,06 | 14,40 | 16,40 | 21,52 | 18,35 | 18,07 | 23,05 | 19,92 | 18,70 | |
| Volume | 26 567 189 | 25 | 365 | 28 208 | 10 062 | 160 812 | 31 014 | 262 878 | 182 558 | 89 727 | 31 289 | |
| Juillet | | | | | | | | | | | | |
| Haut (\$) | 50,56 | 18,31 | 8,55 | 15,75 | 17,75 | 22,43 | 18,60 | 19,39 | 24,01 | 22,80 | 19,00 | |
| Bas (\$) | 44,13 | 16,11 | 8,55 | 15,00 | 16,49 | 21,55 | 17,37 | 18,57 | 23,00 | 20,30 | 17,79 | |
| Volume | 29 603 191 | 0 | 1 826 | 20 749 | 35 993 | 169 967 | 62 491 | 147 804 | 243 084 | 133 891 | 73 003 | |
| Juin | | | | | | | | | | | | |
| Haut (\$) | 48,19 | 23,00 | 8,80 | 15,35 | 17,10 | 21,80 | 17,70 | 19,93 | 23,24 | 21,14 | 18,01 | |
| Bas (\$) | 44,40 | 16,06 | 8,10 | 14,24 | 16,25 | 20,23 | 17,06 | 17,53 | 21,85 | 20,01 | 17,26 | |
| Volume | 20 606 470 | 5 | 0 | 49 361 | 64 972 | 144 182 | 43 696 | 169 210 | 118 740 | 93 825 | 95 191 | |
| Mai | | | | | | | | | | | | |
| Haut (\$) | 50,69 | 23,00 | 9,29 | 15,50 | 17,40 | 21,77 | 17,84 | 19,80 | 23,30 | 21,49 | 18,10 | |
| Bas (\$) | 46,07 | 16,75 | 8,37 | 14,85 | 16,76 | 21,20 | 16,81 | 18,55 | 21,00 | 20,27 | 17,32 | |
| Volume | 28 099 615 | 35 | 0 | 356 028 | 52 925 | 504 710 | 17 355 | 202 799 | 108 480 | 82 250 | 31 871 | |
| Avril | | | | | | | | | | | | |
| Haut (\$) | 47,99 | 23,00 | 8,52 | 15,11 | 17,74 | 21,74 | 17,44 | 18,85 | 22,46 | 20,49 | 17,95 | |
| Bas (\$) | 45,56 | 16,62 | 8,24 | 14,37 | 16,38 | 21,00 | 16,75 | 18,51 | 20,90 | 19,94 | 16,96 | |
| Volume | 37 216 196 | 49 | 6 106 | 174 528 | 42 988 | 78 041 | 32 482 | 339 208 | 191 149 | 49 423 | 160 921 | |
| Mars | | | | | | | | | | | | |
| Haut (\$) | 49,14 | 23,00 | 9,12 | 14,60 | 16,44 | 21,55 | 17,65 | 18,89 | 22,27 | 20,32 | 17,98 | |
| Bas (\$) | 47,04 | 17,12 | 8,66 | 14,15 | 16,05 | 20,90 | 16,89 | 18,22 | 21,15 | 19,26 | 17,30 | |
| Volume | 16 223 256 | 16 | 0 | 90 523 | 14 951 | 62 190 | 18 200 | 54 278 | 55 243 | 97 184 | 33 448 | |
| Février | | | | | | | | | | | | |
| Haut (\$) | 48,83 | 18,09 | 9,60 | 14,55 | 17,08 | 22,00 | 17,96 | 19,39 | 22,49 | 21,32 | 17,82 | |
| Bas (\$) | 46,23 | 17,05 | 9,60 | 13,97 | 16,25 | 20,99 | 17,10 | 18,40 | 21,24 | 20,02 | 17,21 | |
| Volume | 23 857 187 | 0 | 150 | 10 410 | 14 510 | 59 971 | 35 530 | 166 299 | 54 054 | 55 580 | 56 528 | |
| Janvier | | | | | | | | | | | | |
| Haut (\$) | 51,81 | 23,00 | 9,68 | 15,18 | 17,00 | 22,00 | 17,98 | 19,90 | 22,49 | 21,02 | 17,95 | |
| Bas (\$) | 47,41 | 17,63 | 8,85 | 13,49 | 15,00 | 20,25 | 16,79 | 17,09 | 21,40 | 18,00 | 16,95 | |
| Volume | 25 400 512 | 235 | 0 | 220 670 | 45 357 | 108 412 | 40 908 | 319 541 | 119 158 | 92 010 | 124 913 | |

- (1) Les CTD barbadiens sont inscrits à la cote de la BSE. Pour les mois en 2024 où le volume d'opérations était de zéro (0), le tableau ci-dessus indique les cours extrêmes des CTD barbadiens par rapport à ceux des actions ordinaires d'Emera inscrites à la cote de la TSX.
- (2) Les CTD bahamiens sont inscrits à la cote de la BISSX. Pour les mois en 2024 où le volume d'opérations était de zéro (0), le tableau ci-dessus indique les cours extrêmes des CTD bahamiens par rapport à ceux des actions ordinaires d'Emera inscrites à la cote de la TSX.

ANNEXE D – CHARTE DU COMITÉ D'AUDIT D'EMERA INCORPORATED**PARTIE I
MANDAT ET RESPONSABILITÉS***Raison d'être du comité*

Un comité du conseil d'administration (le « conseil ») d'Emera Inc. (« Emera ») est créé et connu sous le nom de comité d'audit (le « comité »). Le comité aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance concernant :

- *la qualité et l'intégrité des états financiers d'Emera;*
- *l'efficacité des systèmes de contrôle interne de l'information financière d'Emera;*
- *le processus d'audit et de certification interne;*
- *les qualifications, l'indépendance et le rendement des auditeurs externes;*
- *l'exposition aux risques financiers importants;*
- *le respect par Emera des exigences réglementaires et de la réglementation en valeurs mobilières en ce qui a trait aux états financiers et à la communication de l'information financière;*
- *toute autre fonction énoncée dans la présente charte ou déléguée au comité par le conseil.*

1. Information financière

- a) Le comité est chargé d'examiner les documents suivants ainsi que l'exhaustivité et l'exactitude de l'information qu'ils contiennent et de les recommander au conseil aux fins d'approbation :
 - (i) les états financiers annuels audités d'Emera, tous les rapports de gestion qui s'y rattachent et les communiqués de presse concernant les résultats d'Emera;
 - (ii) les documents qui renferment des états financiers audités d'Emera;
 - (iii) les états financiers trimestriels, tous les rapports de gestion qui s'y rattachent et les communiqués de presse concernant les résultats d'Emera.
- b) Le conseil peut déléguer au comité l'approbation des états financiers trimestriels, de tous les rapports de gestion connexes et des communiqués de presse sur les résultats.
- c) Le comité s'assure que des procédures adéquates sont en place pour examiner la communication au public de l'information financière.

2. Auditeur externe

- a) Le comité évalue et recommande au conseil l'auditeur externe devant être nommé en vue d'établir ou de délivrer un rapport d'audit ou rendre d'autres services d'audit, d'examen ou d'attestation à Emera, de même que la rémunération de cet auditeur externe.
- b) Une fois nommé, l'auditeur externe fait rapport directement au comité, et le comité est directement responsable de la surveillance des travaux de l'auditeur externe engagé pour

établir ou délivrer un rapport d'audit ou rendre d'autres services d'audit, d'examen ou d'attestation à Emera.

- c) Le comité résout les désaccords entre la direction et l'auditeur externe au sujet de l'information financière.
- d) Au moins une fois par année, le comité obtient et examine un rapport des auditeurs externes décrivant : (i) les procédures internes de contrôle de la qualité de la société; (ii) les questions importantes soulevées lors du dernier examen interne des mécanismes de contrôle de la qualité de la société, ou du dernier examen par des pairs, ou soulevées par une enquête des autorités gouvernementales ou d'un ordre professionnel au cours des cinq années antérieures à propos d'un ou plusieurs audits indépendants menés par les auditeurs externes, et toutes les mesures prises pour régler ces questions; et (iii) les relations entre les auditeurs externes et Emera (pour évaluer l'indépendance des auditeurs).
- e) Le comité évalue annuellement les qualifications, le rendement, le scepticisme professionnel et l'indépendance des auditeurs, y compris ceux de l'associé responsable de l'audit.
- f) Le comité s'assure que l'auditeur externe a un processus pour gérer la rotation entre l'associé responsable de l'audit et d'autres associés d'audit responsables du compte au besoin, conformément aux exigences des règles en matière d'indépendance prescrites.
- g) Tous les cinq (5) ans, le comité procède à un examen approfondi du rendement des auditeurs externes sur plusieurs années afin d'évaluer le cabinet d'audit, son indépendance et sa conformité aux normes professionnelles.
- h) Le comité examine les écarts qui ont été signalés par les auditeurs externes mais qui étaient considérés comme peu importants ou négligeables et toute lettre sur la gestion ou les contrôles internes émise ou devant être émise.

3. Services non liés à l'audit

- a) Le comité examine et approuve au préalable tous les services non liés à l'audit que l'auditeur externe doit rendre à Emera ou à l'une de ses filiales.
- b) Le comité peut établir des politiques et des procédures précises concernant la prestation de services non liés à l'audit par l'auditeur externe, pour autant que les exigences des lois et règlements applicables soient satisfaites.
- c) Conformément aux politiques et procédures établies par le comité, de même qu'aux lois et règlements applicables, le comité peut déléguer à un membre du comité ou d'un sous-comité de celui-ci le pouvoir d'approuver au préalable les services non liés à l'audit.

4. Surveillance et suivi des audits

- a) Le comité rencontre l'auditeur externe avant l'audit afin de discuter de la planification et de la dotation en personnel de l'audit, y compris l'approche générale, la portée, les domaines susceptibles de présenter une anomalie significative, les honoraires estimatifs et les autres modalités de la mission.

- b) Le comité discute avec l'auditeur externe des difficultés ou différends survenus avec la direction ou les auditeurs internes pendant l'audit et du caractère adéquat des mesures prises par la direction pour corriger les lacunes liées à l'audit.
- c) Le comité examine régulièrement avec les auditeurs externes les problèmes ou les difficultés survenus dans le cadre du travail d'audit, incluant les restrictions sur la portée des activités des auditeurs externes ou l'accès à l'information demandée et la réponse de la direction.
- d) Le comité examine les résultats des audits internes et externes avec la direction.
- e) Le comité prend les autres mesures raisonnables qu'il juge nécessaires pour s'assurer que l'audit a été réalisé de manière conforme à toutes les exigences légales et normes d'audit applicables des ordres professionnels ou des organismes de réglementation compétents.

5. Surveillance et examen des principes et pratiques comptables

Le comité surveille et examine les éléments suivants et en discute avec la direction, l'auditeur externe et les auditeurs internes :

- a) la qualité et le caractère approprié et acceptable des pratiques et des principes comptables utilisés par Emera dans ses rapports financiers, les modifications apportées aux pratiques ou aux principes comptables d'Emera et l'application, par la direction, de principes comptables et de pratiques de communication propres aux nouvelles opérations ou aux nouveaux événements;
- b) toutes les questions importantes liées à la communication de l'information financière et les jugements posés dans le cadre de la préparation des états financiers, y compris l'incidence de méthodes de rechange conformes aux principes comptables généralement reconnus à l'égard des états financiers et les « contre-expertises » obtenues par la direction d'un cabinet d'audit ou de comptables indépendant, à l'exception des auditeurs externes de la société, à l'égard du traitement comptable d'un poste en particulier, et les autres communications écrites importantes entre les auditeurs externes et la direction;
- c) les divergences entre la direction et l'auditeur externe ou les auditeurs internes sur l'application de principes ou de pratiques comptables;
- d) les modifications importantes apportées aux principes et aux pratiques d'audit et comptables d'Emera sur la recommandation de la direction, de l'auditeur externe ou des auditeurs internes ou qui découlent de changements proposés aux principes comptables généralement reconnus applicables;
- e) l'effet des mesures réglementaires et comptables sur les états financiers d'Emera et les autres données financières;
- f) les réserves, charges à payer, provisions, estimations ou programmes et politiques de la direction, incluant les facteurs qui influent sur les valeurs comptables de l'actif et du passif et le moment de la comptabilisation des produits d'exploitation et des dépenses, qui peuvent avoir une incidence importante sur les états financiers d'Emera;

- g) l'utilisation d'entités à vocation spéciale ainsi que l'objectif commercial et l'incidence économique des opérations, des arrangements, des obligations, des garanties et des autres liens hors bilan d'Emera et leur incidence sur les résultats financiers publiés d'Emera;
- h) toute question d'ordre juridique, réclamation ou éventualité qui pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers, les politiques de conformité et les rapports importants d'Emera, les demandes d'information ou autre correspondance reçues d'organismes de réglementation ou gouvernementaux et la manière dont une telle question d'ordre juridique, réclamation ou éventualité a été présentée dans les états financiers d'Emera;
- i) le traitement aux fins de communication de l'information financière de toute opération importante qui ne fait pas habituellement partie des activités d'Emera.

6. Politiques d'embauche

Le comité examine et approuve la politique d'embauche d'Emera à l'égard des associés, des salariés et anciens associés et salariés des auditeurs externes actuels et anciens d'Emera.

7. Régimes de retraite

Le comité exerce une surveillance à l'égard des régimes de retraite conformément au cadre de gouvernance des retraites adopté par Emera.

8. Surveillance des questions d'ordre financier

- a) Le comité examine les nominations des membres de la haute direction financière clés qui participent au processus d'information financière d'Emera, y compris le chef des finances.
- b) Sur demande, le comité reçoit et examine les politiques fiscales et les mesures de planification fiscale importantes, les versements d'impôt et les déclarations s'y rapportant et les vérifications ou cotisations fiscales en cours. Le comité examine la conformité d'Emera avec les lois et les règlements relatifs à la présentation de l'information financière et fiscale.
- c) Le comité rencontre au moins chaque année la direction afin d'examiner les principaux risques financiers auxquels Emera est exposée et les politiques que la direction a mises en place afin de surveiller et de contrôler ces risques, dont les risques de crédit et de négociation, incluant le recours à des instruments financiers dérivés et à des activités de couverture, et il en discute avec la direction.
- d) Le comité examine les investissements ou les opérations qu'il souhaite examiner ou que l'auditeur interne ou externe, ou un membre de la direction d'Emera, porte à l'attention du comité, conformément à la présente charte.
- e) Le comité examine l'information financière des filiales importantes d'Emera et les recommandations des auditeurs concernant ces filiales.
- f) Sur demande, le comité reçoit et examine l'information sur toutes les opérations entre apparentés devant être divulguées conformément aux principes comptables généralement reconnus et discute avec la direction de la justification commerciale de ces opérations et s'assure avec elle que l'information appropriée a été communiquée.

9. Contrôles internes

Le comité surveille :

- a) le caractère approprié et l'efficacité des contrôles comptables et financiers internes de la société et les recommandations de la direction, de l'auditeur externe et des auditeurs internes en vue de l'amélioration des pratiques comptables et des contrôles internes;
- b) le respect par la direction des processus, procédures et contrôles internes de la société.

Dans l'exercice de cette surveillance, le comité examine chacun des points précités et en discute avec la direction, l'auditeur externe et l'auditeur interne.

Le comité fait plus particulièrement ce qui suit :

- c) Il examine les procédures mises en œuvre relativement aux attestations données par le chef de la direction et le chef des finances à l'égard des états financiers annuels et intermédiaires déposés auprès des autorités en valeurs mobilières compétentes et en discute avec le chef de la direction et le chef des finances.
- d) Il examine l'information communiquée par le chef de la direction et le chef des finances d'Emera dans le cadre du processus d'attestation des états financiers annuels et intermédiaires déposés auprès des autorités en valeurs mobilières compétentes concernant les lacunes importantes dans la conception ou le fonctionnement des contrôles internes qui pourraient avoir des répercussions négatives sur la capacité d'Emera à consigner, à traiter, à résumer et à présenter l'information financière ou les faiblesses importantes dans les contrôles internes, ainsi que toute fraude mettant en cause la direction ou d'autres employés qui jouent un rôle important en ce qui a trait aux contrôles internes d'Emera.
- e) Au moins une fois par année, il discute avec le chef du contentieux d'Emera des questions juridiques susceptibles d'avoir une incidence importante sur les états financiers, l'exploitation, les actifs et les politiques de conformité ainsi que des rapports importants et des demandes d'autorités réglementaires ou d'organismes gouvernementaux reçues par Emera ou ses filiales.

10. Auditeur interne

- a) L'auditeur en chef interne relève directement du comité. Le comité approuve la nomination, la révocation et le remplacement de l'auditeur en chef interne. Le comité approuve la rémunération payable à l'auditeur en chef interne dès sa nomination.
- b) Le comité examine et approuve le plan d'audit interne, y compris les activités, la structure organisationnelle, la dotation en personnel, les compétences et le budget, ainsi que toutes les modifications importantes apportées à celui-ci. Le comité examine la portée, l'avancement et les résultats du plan d'audit interne et en discute avec l'auditeur interne. Le comité reçoit des rapports sur les conclusions et les recommandations importantes et les réponses de la direction.
- c) Le comité rencontre périodiquement l'auditeur interne pour discuter de la progression de ses activités, des conclusions importantes qui découlent de ses audits internes et des difficultés ou différends survenus avec la direction et du caractère adéquat des mesures prises par la direction pour corriger les lacunes liées à l'audit.

- d) Le comité obtient de l'auditeur interne, et examine, des résumés des rapports importants remis à la direction et préparés par l'auditeur interne ou, sur demande, les rapports eux-mêmes, ainsi que les réponses de la direction à l'égard de ces rapports.
- e) Le comité reçoit et examine annuellement un rapport sur les comptes de charges du chef de la direction.
- f) Le comité peut communiquer avec l'auditeur interne relativement à ses rapports et recommandations, à la mise en œuvre de ses recommandations antérieures et aux autres questions que l'auditeur interne porte à l'attention du comité.
- g) Au moins tous les ans, le comité approuve la charte de l'audit interne. L'auditeur interne confirme annuellement au comité qu'il respecte les normes professionnelles applicables. Le comité peut fournir une rétroaction sur le rendement de l'auditeur en chef interne au besoin.
- h) Le comité évalue, au moins tous les ans, l'indépendance de la fonction d'audit interne et fait des recommandations au conseil quant aux mesures qu'il juge appropriées pour protéger et améliorer l'indépendance de la fonction d'audit interne.
- i) Le comité analyse les résultats d'une évaluation externe, réalisée tous les cinq ans par un évaluateur qualifié indépendant ou par une équipe d'évaluation qualifiée indépendante, de la conformité aux Global Internal Audit Standards (Normes internationales d'audit interne).

11. Plaintes

Le comité surveille les procédures concernant la réception, la conservation et le traitement des plaintes reçues au sujet de la comptabilité, des contrôles comptables internes ou de l'audit. Le comité examine également les procédures concernant l'envoi confidentiel, sous le couvert de l'anonymat, par les salariés d'Emera de préoccupations touchant des points discutables en matière de comptabilité ou d'audit. Sans limiter la portée de ce qui précède, le comité reçoit périodiquement des mises à jour en matière d'éthique aux termes du code de conduite d'Emera qui portent sur des enjeux qui sont du ressort du comité, au sens de la charte, et le comité doit examiner les activités connexes qui sont de son ressort par rapport au programme d'éthique d'Emera, comme la communication de l'information financière, la comptabilité, l'audit, l'intégrité des entreprises et les actifs et infrastructures de la société.

12. Autres responsabilités

Le comité :

- a) passe périodiquement en revue le processus observé par la direction pour repérer les cas de non-conformité aux exigences légales et réglementaires;
- b) chaque année, reçoit et examine un rapport sur la conformité des hauts dirigeants au code de conduite de la société;
- c) chaque année, donne de la rétroaction sur le rendement du chef des finances;
- d) examine les mesures prises par la société afin de relever et de gérer les risques liés au mandat du comité d'audit, y compris les risques principaux pour l'entreprise, qui pourraient nuire aux activités, à la stratégie ou à la réputation de la société.

- e) acquitte les autres fonctions et exerce les pouvoirs qui lui sont attribués ou délégués par le conseil.

13. Autorité limitée

Aucune disposition des présentes ne saurait déléguer au comité la responsabilité qu'a le conseil de voir à ce qu'Emera se conforme aux lois ou règlements applicables ou permettre que soient élargies les normes applicables en matière de responsabilité fixées selon les exigences imposées, en vertu des lois ou des règlements, aux administrateurs ou aux membres du comité.

PARTIE II COMPOSITION

14. Composition

- a) Conformément aux statuts constitutifs d'Emera, le comité est composé d'au moins trois administrateurs dont aucun n'est un membre de la haute direction ou un employé d'Emera ni n'est un membre de la haute direction ou un employé d'un membre du groupe d'Emera. De plus, conformément aux lois applicables, tous les membres du comité sont indépendants.
- b) Les membres du comité nommés par le conseil possèdent des compétences financières, comme l'exigent les lois applicables, ce qui signifie que les membres du comité ont pour le moins la capacité de lire et de comprendre un jeu d'états financiers qui présentent des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité comparables dans l'ensemble à ceux des questions dont on peut raisonnablement penser qu'elles seront soulevées par les états financiers d'Emera.
- c) Les membres du comité sont nommés lors de la réunion du conseil qui suit l'élection d'administrateurs à l'assemblée annuelle des actionnaires d'Emera, et les membres appelés à faire partie du comité peuvent être choisis en fonction des recommandations faites par le comité des candidatures et de gouvernance.
- d) Conformément aux statuts constitutifs d'Emera, le conseil peut nommer, destituer ou remplacer un membre du comité en tout temps, et un membre du comité cesse d'être membre du comité lorsqu'il cesse d'être un administrateur. Sous réserve de ce qui précède, chaque membre du comité demeure en fonction jusqu'à l'assemblée annuelle des actionnaires qui suit sa nomination au comité.
- e) Le secrétaire du comité informe les auditeurs internes et externes d'Emera des noms des membres du comité dans les meilleurs délais après leur élection.

PARTIE III PROCÉDURES DU COMITÉ

15. Réunions

- a) Les réunions du comité peuvent être convoquées par le président ou sur demande d'un membre. Le comité se réunit au moins trimestriellement.

- b) Le comité fixe la date, l'heure et le lieu des réunions du comité, convoque les réunions du comité et en établit la procédure.
- c) Les auditeurs internes et externes d'Emera sont avisés de toutes les réunions du comité et ont le droit d'y assister et d'y prendre la parole.
- d) Les auditeurs internes ou externes d'Emera peuvent demander au président du comité qu'il prenne en considération les questions qui, de l'avis des auditeurs internes ou externes, devraient être portées à l'attention du comité ou du conseil.

16. Séances distinctes

- a) Le président du comité rencontre périodiquement le chef des finances, le chef de la fonction d'audit interne et l'auditeur externe dans le cadre de séances distinctes afin de discuter des sujets que le comité ou chacun de ces groupes estime devoir être abordés en privé.
- b) Le chef des finances, le chef de la fonction d'audit interne et l'auditeur externe peuvent communiquer avec les membres du comité pour leur soumettre les questions qui nécessitent leur attention.
- c) Le comité se rencontre périodiquement sans la présence de la direction.

17. Quorum

Le quorum est constitué par la présence d'une majorité des membres du comité, que ce soit en personne, par téléconférence ou par vidéoconférence, ou une combinaison de ces moyens.

18. Présidence

Conformément aux statuts constitutifs d'Emera, le comité choisit pour assurer la présidence du comité un de ses membres, qui ne saurait être le président du comité d'audit de Nova Scotia Power Inc. Lorsqu'il choisit la personne devant assurer la présidence du comité, le comité peut tenir compte des recommandations du comité des candidatures et de gouvernance.

19. Secrétaire et procès-verbaux

Conformément aux statuts constitutifs d'Emera, le secrétaire d'Emera agit en tant que secrétaire du comité et les procès-verbaux des réunions du comité sont préparés par écrit, dûment inscrits dans le registre des procès-verbaux d'Emera et remis à tous les membres du comité. Il incombe au secrétaire de tenir à jour les documents du comité.

20. Relation avec le conseil et divulgation d'information

Le comité :

- a) revoit la charte du comité chaque année;
- b) voit à ce que la charte du comité de même que tous les autres renseignements le concernant et qui doivent être divulgués en vertu des lois applicables dans la notice annuelle d'Emera ou dans d'autres documents d'information pertinents le sont de façon adéquate;

- c) informe le conseil à la réunion du conseil suivante de toute réunion tenue par le comité et, au besoin, de façon régulière, informe le conseil des activités du comité, des questions qui lui ont été soumises et des recommandations qui s’y rapportent;
- d) maintient une communication ouverte et libre entre le comité, les auditeurs externes, les auditeurs internes et la direction et s’assure que toutes les parties sont au courant de leurs responsabilités.

21. Pouvoirs

Le comité :

- a) relativement à la vérification interne ou externe des comptes d’Emera, examine et prend en considération d’autres questions et rencontre des personnes, selon ce qu’il juge utile, à sa seule appréciation;
- b) a le pouvoir de communiquer directement avec les auditeurs internes et externes;
- c) a le droit d’inspecter tous les documents comptables d’Emera ou des membres de son groupe et peut choisir d’en débattre, ainsi que toute autre question touchant aux affaires financières d’Emera, avec les membres de la direction ou les auditeurs d’Emera et des membres de son groupe.

22. Experts et conseillers

Le comité peut, en consultation avec le président du conseil, retenir les services de tout conseiller externe qu’il juge nécessaire afin de s’acquitter de ses devoirs et lui verser une rémunération.