



**Emera Incorporated
Notice annuelle**

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019

Le 30 mars 2020

NOTICE ANNUELLE

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019
Le 30 mars 2020

TABLE DES MATIÈRES

MODE DE PRÉSENTATION DE L'INFORMATION.....	4
MISE EN GARDE CONCERNANT L'INFORMATION PROSPECTIVE	4
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE	7
<i>Nom et constitution</i>	<i>7</i>
<i>Statuts constitutifs modifiés</i>	<i>7</i>
<i>Liens intersociétés.....</i>	<i>7</i>
INTRODUCTION	8
DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ	9
<i>Secteurs d'exploitation.....</i>	<i>9</i>
<i>Services publics d'électricité de la Floride</i>	<i>10</i>
<i>Services publics d'électricité canadiens.....</i>	<i>13</i>
<i>Autres services publics d'électricité</i>	<i>17</i>
<i>Services publics de gaz naturel et infrastructure</i>	<i>22</i>
<i>Secteur Autres</i>	<i>25</i>
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ.....	27
<i>Services publics d'électricité de la Floride</i>	<i>27</i>
<i>Services publics d'électricité canadiens.....</i>	<i>28</i>
<i>Autres services publics d'électricité</i>	<i>30</i>
<i>Secteur Autres</i>	<i>32</i>
<i>Élimination de la restriction législative visant la propriété d'actions par des non-résidents canadiens.....</i>	<i>32</i>
<i>PCGR des É.-U. – Dispense et dispense en vertu de la loi sur les sociétés</i>	<i>32</i>
<i>Activités de financement.....</i>	<i>33</i>
<i>Réforme fiscale américaine.....</i>	<i>34</i>
FACTEURS DE RISQUE.....	34
STRUCTURE DU CAPITAL	34
<i>Actions ordinaires</i>	<i>34</i>
<i>Actions privilégiées de premier rang d'Emera.....</i>	<i>35</i>
<i>Actions privilégiées de deuxième rang d'Emera</i>	<i>35</i>
<i>Restrictions relatives à la propriété d'actions</i>	<i>35</i>
NOTES	36
DIVIDENDES	37
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES.....	38
<i>Cours et volume des opérations.....</i>	<i>38</i>
<i>Programme d'émission d'actions « au cours du marché ».....</i>	<i>38</i>
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	39
<i>Administrateurs</i>	<i>39</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>	44
<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	47
<i>Définitions de certains termes</i>	47
ANNEXE B	52
<i>Modalités et conditions relatives aux séries d'actions privilégiées de premier rang autorisées</i>	52
ANNEXE C	55
<i>Volume des opérations mensuelles et fourchette des cours des titres d'Emera pour 2019</i>	55
ANNEXE D	56
<i>Charte du comité d'audit d'Emera Incorporated</i>	56

MODE DE PRÉSENTATION DE L'INFORMATION

Sauf indication contraire, les renseignements figurant dans la présente notice annuelle (la « notice annuelle ») sont fournis en date du 31 décembre 2019 ou pour l'exercice clos à cette date. À moins d'indication contraire, les montants figurant dans les présentes sont libellés en dollars canadiens. À moins d'avis contraire, toute l'information financière est présentée en millions de dollars canadiens et est arrondie au million de dollars le plus près. Sauf s'il est mentionné différemment, toute l'information financière est présentée en conformité avec les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis »). Emera Incorporated (« Emera » ou « la société ») utilise le bénéfice net ajusté, le BAIIA et le BAIIA ajusté comme mesures du rendement financier, lesquels ne constituent pas des mesures financières conformes aux PCGR des États-Unis et n'ont pas de sens normalisé prescrit par ceux-ci. Pour en savoir plus sur le sens de ces termes, se reporter au rapport de gestion de la société (le « rapport de gestion ») daté du 14 février 2020 pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

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 précis 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 daté du 14 février 2020 pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 est intégrée par renvoi aux présentes et peut également être consultée sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

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, 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 aux États-Unis et ailleurs; la vente projetée d'actifs choisis; la conformité par Emera et ses filiales à la réglementation concernant ses activités; les dates prévues d'obtention des décisions des organismes de réglementation; les dépenses en immobilisations projetées; 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 continuera 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 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 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; l'existence d'un marché pour la vente des actifs choisis, l'établissement du prix de vente et le choix du moment de leur vente; les attentes relatives à la nature, à l'échéancier et aux coûts des dépenses 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 programme d'investissement.

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; 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; l'existence d'un marché pour la vente des actifs choisis, l'établissement du prix de vente et le choix du moment de leur vente; la croissance future des dividendes; 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; les changements climatiques à l'échelle mondiale; les conditions météorologiques; les dépenses d'entretien et les autres dépenses imprévues; le risque lié à l'exploitation et à l'entretien des systèmes; les instruments financiers dérivés et les couvertures; le risque de taux d'intérêt; le risque de contrepartie; l'interruption de l'approvisionnement en combustible; les risques pays; 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, notamment la pandémie de la COVID-19; 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.

Statuts constitutifs modifiés

Le conseil a approuvé des modifications aux statuts, lesquelles ont été présentées aux actionnaires et approuvées le 17 mai 2016. Le but premier de ces modifications importantes était de moderniser certains aspects des statuts afin de refléter l'évolution de la technologie, des pratiques commerciales, de la loi applicable et de l'environnement réglementaire. Pour en savoir davantage sur les modifications apportées aux statuts, veuillez consulter la circulaire d'information de la direction d'Emera distribuée dans le cadre de l'assemblée annuelle des actionnaires d'Emera tenue le 17 mai 2016, en sa version modifiée, qu'il est possible d'obtenir en format électronique dans le profil d'Emera sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

Le 12 avril 2019, des modifications aux lois intitulées *Privatization Act* et *Reorganization Act* ont été adoptées, éliminant la restriction législative empêchant les non-résidents canadiens de détenir plus de 25 pour cent des actions comportant droit de vote d'Emera, au total. Le conseil a approuvé les modifications aux statuts et, le 11 juillet 2019, les actionnaires ont adopté une résolution spéciale visant à modifier immédiatement les statuts afin de supprimer cette restriction. Pour en savoir davantage sur les modifications apportées aux statuts, veuillez consulter la circulaire d'information de la direction d'Emera datée du 31 mai 2019 qui a été distribuée dans le cadre d'une assemblée extraordinaire des actionnaires d'Emera tenue le 11 juillet 2019, qu'il est possible d'obtenir en format électronique sous le profil d'Emera sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

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 %, sur une base individuelle, ou 20 %, dans leur ensemble, des actifs consolidés totaux ou des produits consolidés totaux de la société au 31 décembre 2019.

Filiales	Pourcentage de participation (%)	Territoire
Tampa Electric Company	100	Floride
Nova Scotia Power	100	Nouvelle-Écosse
Emera Maine ⁽¹⁾	100	Maine
Emera Energy ⁽²⁾	100	Nouvelle-Écosse
New Mexico Gas Company	100	Delaware
Emera Brunswick Pipeline Company	100	Canada
Emera Newfoundland & Labrador	100	Terre-Neuve-et-Labrador
Emera (Caribbean) Inc.	100	Barbade

(1) Le 25 mars 2019, Emera a annoncé une entente visant la vente d'Emera Maine en contrepartie d'une valeur totale de l'entreprise d'environ 1,3 milliard de dollars américains, incluant un produit en trésorerie de 959 millions de dollars américains, un transfert de dette et un ajustement du fonds de roulement à la clôture. Le 24 mars 2020, l'opération a été finalisée après avoir reçu l'approbation de la MPUC.

(2) Emera Energy désigne Emera Energy Incorporated, filiale en propriété exclusive d'Emera et d'Emera Energy LP, filiale en propriété exclusive d'Emera, et inclut collectivement les activités d'Emera Energy Services et de Brooklyn Energy.

INTRODUCTION

Établie à Halifax, en Nouvelle-Écosse, Emera possède et exploite des entreprises de services publics réglementées axées sur le coût du service dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel au Canada, aux États-Unis et dans les Caraïbes. Emera a des actifs d'environ 32 milliards de dollars et des produits en 2019 d'environ 6,1 milliards de dollars. L'objectif stratégique de la société est de fournir de façon sécuritaire une énergie abordable, fiable et plus propre à sa clientèle. Emera s'est engagée à assurer un niveau de sécurité de classe mondiale, l'excellence opérationnelle, une bonne gouvernance, l'excellence du service à la clientèle et la fiabilité; elle entend être un employeur de choix et établir des relations constructives avec les organismes de réglementation, les parties prenantes et les collectivités où elle exerce ses activités. Pour obtenir plus de renseignements sur les activités de la société, se reporter à la rubrique « Description de l'activité » ci-après.

Services publics

Les services publics réglementés constituent le fondement de l'entreprise d'Emera, conférant à la société des bénéfices stables et constants. Depuis ses débuts en tant que NS Power Holdings Incorporated en 1998 à la suite de la privatisation de Nova Scotia Power Corporation en 1992, Emera s'est agrandie par l'intermédiaire d'investissements dans ses entreprises et d'acquisitions stratégiques. Emera est devenue une entreprise internationale avec l'acquisition de Bangor Hydro en 2001 et elle a élargi son investissement dans l'État du Maine en ajoutant MPS en 2010. En juillet 2016, Emera a fortement augmenté sa présence aux États-Unis en réalisant l'acquisition de TECO Energy. Dans les Caraïbes, Emera a créé une entreprise d'importance, en commençant tout d'abord avec son investissement dans Lucelec en 2007. Elle détient aujourd'hui en propriété exclusive les services publics d'électricité à la Barbade et à Grand Bahama ainsi qu'une participation majoritaire dans les services publics d'électricité à la Dominique.

La stratégie en matière de services publics d'électricité d'Emera repose essentiellement sur l'identification d'occasions d'investissement dans la transition des méthodes de production d'électricité à teneur élevée en carbone vers des solutions de rechange à faible teneur en carbone. C'est pourquoi sa stratégie consiste à financer des investissements dans des actifs liés aux énergies renouvelables et à la technologie qui protègent l'environnement et qui procurent des économies sur les coûts du combustible ou les coûts d'exploitation, ce qui a des répercussions positives sur les clients. Toutefois, la direction continue d'examiner les dépenses en immobilisations des services publics d'électricité d'Emera à la lumière de l'évolution de la pandémie de la COVID-19. Au 31 décembre 2019, Tampa Electric avait investi environ 820 millions de dollars américains dans de nouveaux projets d'énergie solaire de 600 MW, qui sont récupérables au moyen de rajustements du tarif de base lié à l'énergie solaire. Tampa Electric prévoit investir 30 millions de dollars américains supplémentaires dans ces projets jusqu'en 2021. Tampa Electric entend également investir environ 800 millions de dollars américains dans des projets d'énergie solaire photovoltaïque à usage commercial de 600 MW, dont les dates de mise en service sont prévues à compter de 2021 jusqu'en 2023 et environ 850 millions de dollars américains jusqu'en 2023 afin d'assurer la modernisation de sa centrale Big Bend. NSPI a investi dans l'énergie éolienne, l'énergie de biomasse et l'hydroélectricité et elle est actuellement en voie d'atteindre une norme minimale de 40 % de sources renouvelables en 2020. Dans les Caraïbes, Emera est également déterminée à adopter des solutions de production d'énergie plus propres. La stratégie d'Emera en ce qui concerne ses services publics de gaz naturel est d'investir dans le renouvellement des infrastructures et dans l'expansion des territoires qu'elle dessert.

Transport d'électricité

Emera investit actuellement dans le transport d'électricité afin de pouvoir acheminer de l'énergie renouvelable sur le marché. Le rôle de premier plan que joue Emera dans le projet de lien maritime et ses investissements dans le projet de ligne de transport d'énergie entre le Labrador et l'île de Terre-Neuve contribuent à la transformation du marché de l'électricité dans les provinces de l'Atlantique, favorisant ainsi la croissance de la disponibilité d'énergie propre et renouvelable pour la région. Le lien maritime est achevé et a été mis en service le 15 janvier 2018. La construction du LIL est achevée, et

Nalcor a enregistré le premier courant d'énergie provenant du Labrador vers Terre-Neuve en juin 2018. Nalcor poursuit ses efforts relatifs à la mise en service du projet LIL, qu'elle prévoit avoir terminée en 2020.

Activités non réglementées

Depuis sa constitution en 2003, Emera Energy est un participant actif dans les activités de commercialisation et de négociation d'énergie physique, principalement dans le nord-est de l'Amérique du Nord. Elle a bâti son entreprise sur des connaissances étendues du marché, en privilégiant le service à la clientèle et en adoptant des pratiques rigoureuses de gestion du risque.

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

DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ

Secteurs d'exploitation

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

- **Services publics d'électricité de la Floride**, qui se compose de Tampa Electric;
- **Services publics d'électricité canadiens**, qui comprend Nova Scotia Power Inc. et Emera Newfoundland & Labrador Holdings Inc., société de portefeuille qui détient des placements dans les sociétés satellites NSP Maritime Link Inc. et Labrador-Island Link Limited Partnership;
- **Autres services publics d'électricité**, qui comprend Emera Maine et Emera (Caribbean) Incorporated;
- **Services publics de gaz naturel et infrastructure**, qui comprend Peoples Gas System, New Mexico Gas Company, Inc., SeaCoast Gas Transmission, LLC, Emera Brunswick Pipeline Company Limited et un placement dans la société satellite Maritimes & Northeast Pipeline;
- **Autres**, qui comprend Emera Energy et des sociétés de portefeuille et de financement. En 2019, la société a conclu la vente d'actifs précédemment inclus dans ce secteur, notamment la vente des centrales au gaz naturel d'Emera en Nouvelle-Angleterre et de la centrale électrique Bayside d'Emera Energy, ainsi que des équipements et des stocks d'Emera Utility Services.

Toutes les données financières sectorielles comparatives de l'exercice clos le 31 décembre 2018 ont été retraitées, sans que cela n'ait eu d'incidence sur les résultats consolidés présentés.

Généralités

Établie à Halifax, en Nouvelle-Écosse, Emera possède et exploite des entreprises de services publics réglementées axées sur le coût du service dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel au Canada, aux États-Unis et dans les Caraïbes. Les entreprises de services publics réglementées axées sur le coût du service fournissent des services essentiels de gaz naturel et d'électricité dans des territoires désignés aux termes de concessions et sont supervisées par des organismes de réglementation.

Emera investit plus particulièrement dans des entreprises à tarifs réglementés situées en Floride et en Nouvelle-Écosse. Ces secteurs de service ont connu des politiques réglementaires et des conditions économiques stables.

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

Emera et ses filiales comptaient environ 7 418 employés au 31 décembre 2019, dont environ 40 pour cent sont syndiqués.

Emera a assuré la croissance de son entreprise grâce à des investissements dans ses filiales à tarifs réglementés et à d'autres placements dans des sociétés satellites, notamment :

- Tampa Electric (se reporter à la rubrique « Services publics d'électricité de la Floride » ci-après);
- NSPI (se reporter à la rubrique « Services publics d'électricité canadiens » ci-après);
- Emera Maine, BLPC, GBPC et Domlec (se reporter à la rubrique « Autres services publics d'électricité » ci-après);
- PGS et NMGC (se reporter à la rubrique « Services publics de gaz naturel et infrastructure » ci-après);
- participation de 100 % d'Emera dans le lien maritime (se reporter à la rubrique « Services publics d'électricité canadiens » ci-après);
- participation de 49,5 % d'Emera dans le capital de la société en commandite LIL (se reporter à la rubrique « Services publics d'électricité canadiens » ci-après);
- participation de 12,9 % dans M&NP (se reporter à la rubrique « Services publics de gaz naturel et infrastructure » ci-après).

Emera a mis en place un plan d'investissement en immobilisations de 7,5 milliards de dollars pour la période de 2020 à 2022 et présente un potentiel de capitaux supplémentaires de 200 millions de dollars à 500 millions de dollars au cours de la période prévisionnelle, ce qui se traduit par une prévision de croissance des tarifs de base de 8 pour cent jusqu'en 2022. Toutefois, la direction continue d'examiner les dépenses en immobilisations à la lumière de l'évolution de la pandémie de la COVID-19. Ce plan comprend d'importants investissements dans l'ensemble du portefeuille dans la production d'énergie renouvelable et plus propre, la modernisation des infrastructures et les technologies axées sur les besoins des clients. Ces dépenses en immobilisations prévues sont financées principalement par les flux de trésorerie générés à l'interne et par des capitaux d'emprunt obtenus par les sociétés en exploitation. Les besoins en capitaux propres à l'appui du plan d'investissement de la société seront principalement financés sur les marchés de capitaux propres par le biais du régime de réinvestissement des dividendes et de l'émission d'actions ordinaires et privilégiées. Le maintien de notes de crédit de la catégorie investissement constitue une priorité de la direction.

Activités par secteur

Les prochaines rubriques présentent les activités de chacun des secteurs à présenter de la société.

Services publics d'électricité de la Floride

Services publics d'électricité de la Floride se compose de Tampa Electric, entreprise de services publics d'électricité réglementée et verticalement intégrée qui offre des services de production, de transport et de distribution d'électricité aux abonnés du centre-ouest de la Floride. Tampa Electric compte environ 9 milliards de dollars américains d'actifs, quelque 779 000 abonnés et environ 2 450 employés au 31 décembre 2019.

Tampa Electric 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 Tampa Electric de percevoir des produits totaux ou des produits requis selon un montant correspondant au coût de la prestation des services, y compris un rendement du capital investi approprié.

Marché et ventes

Tampa Electric – Produits tirés de l'électricité et ventes d'électricité par catégorie de clients				
	Produits tirés de l'électricité (%)		Volumes de ventes d'électricité en GWh (%)	
Pour l'exercice clos le 31 décembre	2019	2018	2019	2018
Résidentiel	53,3	51,6	48,1	47,3
Commercial	28,6	28,2	31,3	31,5
Industriel	7,9	7,8	10,1	10,1
Autre	10,2	12,4	10,5	11,1
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

Sources et production d'énergie

Au 31 décembre 2019, Tampa Electric possède une capacité de production d'électricité de 5 641 MW, dont 73 pour cent provient de centrales au gaz naturel, 19 pour cent, de centrales au charbon et 8 pour cent, de centrales solaires. Tampa Electric possède également 2 165 kilomètres d'installations de transport d'électricité de même que 18 990 kilomètres d'installations de distribution d'électricité.

La cible liée à la fourchette de RCP réglementé approuvé de Tampa Electric se situe entre 9,25 pour cent et 11,25 pour cent, compte tenu d'une participation autorisée de 54 pour cent dans la structure du capital. Un RCP de 10,25 pour cent est utilisé aux fins du calcul du rendement du capital investi pour les clauses.

Clause de recouvrement des coûts du combustible

Tampa Electric dispose d'une clause de recouvrement des coûts du combustible approuvée par la FPSC. Cette clause lui permet de recouvrer les coûts liés au combustible auprès des clients au moyen d'ajustements annuels liés aux prix du combustible. Les écarts entre les coûts du combustible prudemment engagés et les sommes recouvrées auprès des clients au moyen des tarifs d'électricité au cours d'une année donnée sont reportés dans un actif ou dans une obligation réglementaire lié à la clause, et ils sont recouverts auprès des clients ou remis à ceux-ci au cours d'une année subséquente.

Autres clauses de recouvrement des coûts

La FPSC approuve chaque année les taux de recouvrement des coûts liés à l'achat d'électricité, à la capacité, aux mesures environnementales et à la conservation, y compris un rendement du capital investi. 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 dans un actif ou dans une obligation réglementaire correspondant, et ils sont recouverts auprès des clients ou remis à ceux-ci au cours d'une année subséquente. Le 3 octobre 2019, la FPSC a publié une règle visant à mettre en œuvre une clause de recouvrement des coûts de protection contre les tempêtes. Cette nouvelle clause prévoit un processus permettant aux services publics de Floride qui appartiennent à des investisseurs, dont Tampa Electric, de recouvrer les coûts encourus pour mettre en place des mesures supplémentaires – non comprises dans les tarifs de base – visant à rendre le réseau de transport et de distribution plus résistant aux tempêtes. Sous réserve de l'approbation finale de la règle de la FPSC, Tampa Electric prévoit déposer un plan de protection contre les tempêtes auprès de la FPSC au deuxième trimestre de 2020.

Réserve en cas de tempête

La réserve en cas de tempête est constituée à l'égard des ouragans et des autres tempêtes ayant reçu un nom qui causent des dommages importants au réseau de Tampa Electric. Tampa Electric peut déposer une demande à la FPSC en vue de recouvrer les coûts de restauration sur une période de 12 mois ou plus, tel qu'il est déterminé par la FPSC, et de regarnir la réserve. Au 31 décembre 2019, le solde du passif de la réserve en cas de tempête de Tampa Electric s'établissait à 62 millions de dollars (48 millions de dollars américains).

Contribution au bénéfice net consolidé

En 2019, la contribution au bénéfice net consolidé du secteur Services publics d'électricité de la Floride s'est établie à 316 millions de dollars américains (294 millions de dollars américains en 2018).

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 et de gaz 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.

Dépenses en immobilisations

En 2019, les dépenses en immobilisations du secteur Services publics d'électricité de la Floride se sont élevées à 1,1 milliard de dollars américains (940 millions de dollars américains en 2018). En 2020, les dépenses en immobilisations de ce secteur devraient s'élever à environ 1,0 milliard de dollars américains (1,1 milliard de dollars américains en 2019), y compris la PFUDC. Les projets d'investissement comprennent notamment les investissements dans l'énergie solaire, la poursuite de la modernisation de la centrale électrique Big Bend, dont l'approbation finale de l'État a été obtenue le 25 juillet 2019, les investissements visant à rendre ses installations plus résistantes aux tempêtes et l'infrastructure de comptage avancé de la consommation. Toutefois, la direction continue d'examiner les dépenses en immobilisations du secteur Services publics d'électricité de la Floride à la lumière de l'évolution de la pandémie de la COVID-19.

Au 31 décembre 2019, Tampa Electric avait investi environ 820 millions de dollars américains dans des projets d'énergie solaire photovoltaïque à usage commercial de 600 MW, qui sont récupérables au moyen de rajustements du tarif de base lié à l'énergie solaire (solar base rate adjustments ou « SoBRA ») approuvés par la FPSC. Tampa Electric prévoit investir 30 millions de dollars américains supplémentaires dans ces projets jusqu'en 2021. Au cours de la période de construction, le bénéfice provenant de ces projets est tiré de la PFUDC. La FPSC a approuvé des SoBRA représentant un total de 554 MW ou des produits requis estimés à 96 millions de dollars américains par année pour les projets en service. Tampa Electric prévoit déposer en 2020 sa dernière demande de SoBRA pour la tranche du 1^{er} janvier 2021.

En février 2020, Tampa Electric a annoncé qu'elle compte investir environ 800 millions de dollars américains dans des projets d'énergie solaire photovoltaïque à usage commercial de 600 MW d'ici la fin de 2023.

Tampa Electric prévoit investir environ 850 millions de dollars américains jusqu'en 2023 afin d'assurer la modernisation de sa centrale Big Bend. Ce projet de modernisation prévoit la conversion de l'unité 1 de centrale au charbon à centrale au gaz naturel utilisant la technologie à cycle combiné ainsi que la mise hors service anticipée de l'unité 2. Au 31 décembre 2019, Tampa Electric avait investi environ 275 millions de dollars américains dans ce projet de modernisation. Au cours de la période de construction, le bénéfice provenant de ce projet est tiré de la PFUDC.

Questions environnementales

Tampa Electric dispose d'une CRCE qui lui permet de tirer un rendement du capital investi dans ses nouvelles installations afin de l'utiliser pour se conformer aux nouvelles exigences réglementaires en matière d'environnement et de recouvrer les coûts d'exploitation et de maintenance de ces installations. Grâce à cette clause de recouvrement des coûts de maintien, Tampa Electric offre également à ses clients une gamme complète de programmes résidentiels et commerciaux qui lui ont permis de respecter ses obligations aux termes du programme de gestion axée sur la demande, de réduire la demande pendant les périodes de pointe saisonnières et de réaliser des économies d'énergie.

Tampa Electric exploite des centrales électriques alimentées aux combustibles fossiles dont les émissions atmosphériques sont réglementées par la loi intitulée *Clean Air Act* et sur lesquelles la loi intitulée *Clean Water Act* ainsi que d'autres mesures législatives fédérales et étatiques ont aussi une incidence importante. Tampa Electric a atteint les niveaux de réduction des émissions qui sont prévus à la phase I et la phase II de la *Clean Air Interstate Rule* (CAIR) et les coûts engagés pour se conformer pouvaient être récupérés auprès des clients en vertu de la CRCE approuvée par la FPSC. Les coûts engagés dans l'avenir à cet égard devraient également être admissibles aux fins de recouvrement à la demande de Tampa Electric, sous réserve de l'approbation de la FPSC. Le 7 juillet 2011, l'EPA a publié la règle définitive de remplacement de la CAIR, appelée la CSAPR, et les sources d'émissions en Floride, notamment Tampa Electric, ont été visées par le programme de réduction des émissions de NOx pendant la saison de l'ozone. Une version mise à jour de la CSAPR a été finalisée le 26 octobre 2016 et est entrée en vigueur en 2017. En raison de l'engagement actif des groupes chargés de l'application réglementaire de Tampa Electric, l'EPA a actualisé son modèle en vue d'y inclure les résultats favorables obtenus, et la Floride n'est plus assujettie aux exigences de la CSAPR depuis 2017.

Le 17 décembre 2019, l'EPA a proposé d'approuver le Plan de mise en œuvre étatique (« PMOE ») des infrastructures de la Floride lié aux Normes nationales de qualité de l'air ambiant (« NNQA ») relatives à l'ozone pour 2015, à l'exception de dispositions relatives au transport de particules entre États. Le 30 décembre 2019, l'EPA a proposé d'approuver les éléments relatifs au transport entre États du PMOE de la Floride restants, ainsi que des demandes similaires des États de l'Alabama, de la Géorgie, de la Caroline du Nord, de la Caroline du Sud et du Tennessee. Une fois que cela sera terminé, la Floride satisfera officiellement à toutes ses obligations en matière de transport d'ozone entre États.

Le 5 mars 2020, le département de la Protection de l'environnement de la Floride a annoncé que la Floride respecte toutes les NNQA à l'échelle de l'État.

Services publics d'électricité canadiens

Le secteur Services publics d'électricité canadiens englobe NSPI, 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, et ENL, société de portefeuille détenant des placements en titres de capitaux propres dans NSPML et dans LIL, deux investissements dans le transport d'électricité qui sont liés à l'aménagement d'une centrale hydroélectrique de 824 MW à Muskrat Falls, située sur le cours inférieur du fleuve Churchill, au Labrador.

NSPI

NSPI est le principal fournisseur d'électricité en Nouvelle-Écosse, fournissant des services de production, de transport et de distribution d'électricité à environ 523 000 clients et comptant des actifs d'environ 5,5 milliards de dollars et en moyenne approximativement 1 959 employés actifs au 31 décembre 2019.

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. Le RCP réglementé approuvé de NSPI se situe entre 8,75 pour cent et 9,25 pour cent, en fonction d'une moyenne de l'avoir des actionnaires ordinaires réglementé réel sur cinq trimestres pouvant atteindre 40 pour cent. Ces tarifs comprennent le recouvrement des coûts du lien maritime (expliqué à la rubrique « NSPML » de la section « ENL » ci-dessous).

NSPI dispose d'un MRAPC approuvé par la Régie qui lui permet de recouvrer des coûts liés au combustible auprès des clients au moyen de rajustements annuels liés aux prix du combustible. Les écarts entre, d'une part, les coûts du combustible prudemment engagés et, d'autre part, les montants recouverts auprès des clients au moyen des tarifs d'électricité au cours d'une année donnée sont reportés dans le cadre d'un actif ou d'une obligation réglementaire lié au MRAPC. Le 6 décembre 2019, la Régie a

approuvé le plan triennal de stabilité tarifaire du combustible de NSPI, qui se traduit par une augmentation tarifaire annuelle globale moyenne de 1,5 pour cent afin de recouvrer les coûts du combustible pour la période de 2020 jusqu'à 2022. Pour les années 2020 à 2022, les écarts entre les coûts du combustible réels et les produits liés au combustible recouverts auprès des clients seront recouverts auprès des clients ou remis à ceux-ci après 2022. Aux termes du plan d'administration visant le MRAPC, les coûts du combustible de NSPI peuvent faire l'objet d'un audit indépendant.

Marché et ventes

NSPI – Produits tirés de l'électricité et ventes d'électricité par catégorie de clients				
	Produits tirés de l'électricité (%)		Volumes de ventes d'électricité en GWh (%)	
Pour l'exercice clos le 31 décembre	2019	2018	2019	2018
Résidentiel	53,2	51,8	44,6	43,2
Commercial	28,6	28,7	29,3	29,2
Industriel	15,0	16,5	22,8	24,6
Autre	3,2	3,0	3,3	3,0
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

Sources et production d'énergie

NSPI est propriétaire d'une capacité de production de 2 441 MW, dont environ 43 pour cent sont alimentés au charbon, 28 pour cent, au gaz naturel et/ou au mazout, 20 pour cent, à l'hydroélectricité et à l'énergie éolienne, 7 pour cent, au coke de pétrole et 2 pour cent, à la biomasse, ce à quoi s'ajoute une puissance de 545 MW assujettie à des contrats conclus avec des PEI, y compris des participants au programme COMFIT.

Exploitation du réseau

Le CCR coordonne et contrôle les installations de production et de transport ainsi que de distribution d'électricité. Le CCR 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.

Par son interconnexion avec NB Power et avec Newfoundland and Labrador Hydro, le réseau de NSPI 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. Les conventions d'interconnexion fournissent également aux entreprises de services publics participantes une réserve d'énergie, sous réserve de sa disponibilité et des besoins du fournisseur.

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 27 000 km d'installations de distribution, ce qui comprend des postes de distribution.

ENL

NSPML

Par l'entremise de NSPML, sa filiale, ENL a investi 1,8 milliard de dollars en capitaux propres, en capitaux d'emprunt et au moyen du fonds de roulement, y compris 209 millions de dollars liés à la PFUDC, dans le développement du projet de lien maritime. Ce placement comprend 554 millions de dollars en apport de capitaux propres, composé d'un apport en capital de 452 millions de dollars et 102 millions de dollars provenant du cumul des bénéfices non répartis, les coûts restants ayant été

financés au moyen du fonds de roulement et d'emprunts. La dette relative au projet est garantie par le gouvernement du Canada.

Le lien maritime est entré en service le 15 janvier 2018. Il permet le transport de l'énergie ainsi qu'une fiabilité accrue et des avantages connexes, ce qui favorise l'efficacité et la fiabilité des deux provinces. Le lien maritime transportera à plus grande capacité lorsque le projet du cours inférieur du fleuve Churchill sera terminé, ce qui devrait avoir lieu au deuxième semestre de 2020.

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

Le 27 novembre 2019, la Régie a approuvé l'évaluation provisoire de NSPML pour le recouvrement auprès de NSPI des coûts de 2020 du lien maritime d'environ 145 millions de dollars (111 millions de dollars en 2019). Le recouvrement total de 145 millions de dollars comprend environ 115 millions de dollars pour les coûts d'exploitation et d'entretien, de financement par emprunts et de financement par capitaux propres, ainsi qu'environ 30 millions de dollars pour la dépréciation et l'amortissement des coûts de financement. Ce paiement est assujéti à une retenue pouvant atteindre 10 millions de dollars. Le recouvrement des coûts d'exploitation et d'entretien, de financement par emprunts et de financement par capitaux propres de 115 millions de dollars s'est amorcé le 1^{er} janvier 2020. À compter du 1^{er} juin 2020, le recouvrement des 30 millions de dollars d'amortissement des coûts de financement sera compris dans les tarifs des clients de NSPI, le paiement de ce recouvrement à NSPML devant commencer le jour de la confirmation de la livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse ou le 1^{er} novembre 2020, selon le premier de ces jours à survenir. NSPML prévoit déposer une évaluation finale des coûts auprès de la Régie en 2020.

LIL

ENL agit à titre de commanditaire, avec Nalcor, dans le projet de lien de transport LIL, dont on estime actuellement le coût total à 3,7 milliards de dollars. La quote-part du bénéfice des sociétés satellites est comptabilisée au RCP annuel de 8,5 pour cent des capitaux propres investis. Ce RCP a été approuvé par la Régie des commissaires aux services publics de Terre-Neuve-et-Labrador.

La quote-part du bénéfice provenant des investissements dans LIL est fondée sur la valeur comptable de l'investissement en capitaux propres ainsi que sur le RCP approuvé. L'investissement d'Emera en capitaux propres se chiffre actuellement à 579 millions de dollars et se compose d'un apport en capitaux propres de 410 millions de dollars et du cumul des bénéfices non répartis de 169 millions de dollars. Le total des apports en capitaux propres d'Emera dans le projet LIL, compte non tenu du cumul des bénéfices non répartis, devrait s'élever à environ 650 millions de dollars lorsque tous les projets réalisés sur le cours inférieur du fleuve Churchill, dont Muskrat Falls, seront achevés. Nalcor prévoit que ces projets seront achevés au deuxième semestre de 2020.

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

Contribution au bénéfice net consolidé

La contribution du secteur Services publics d'électricité canadiens au bénéfice net consolidé d'Emera s'est chiffrée à 229 millions de dollars en 2019 (à 218 millions de dollars en 2018).

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 premier trimestre 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.

Dépenses en immobilisations

NSPI

Les dépenses en immobilisation de NSPI étaient de 396 millions de dollars en 2019 (348 millions de dollars en 2018). En 2020, NSPI prévoit consacrer environ 375 millions de dollars, y compris la PFUDC, à des projets d'investissement visant à assurer la fiabilité du réseau, notamment des projets de renouvellement des infrastructures hydroélectriques et des infrastructure de comptage avancé de la consommation. Toutefois, la direction continue d'examiner les dépenses en immobilisations de NSPI à la lumière de l'évolution de la pandémie de la COVID-19.

La Régie prescrit et approuve les taux d'amortissement et les conventions comptables réglementées. Les taux d'amortissement sont révisés régulièrement. Le 1^{er} janvier 2012, une convention de règlement relative aux taux d'amortissement est entrée en vigueur.

NSPML

Les dépenses en immobilisations de NSPML se sont établies à 28 millions de dollars en 2019. NSPML prévoit engager en 2020 des dépenses en immobilisations d'environ 20 millions de dollars. Toutefois, la direction continue d'examiner les dépenses en immobilisations de NSPML à la lumière de l'évolution de la pandémie de la COVID-19.

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

Le gouvernement du Canada a mis en place des lois et des règlements qui obligeront les centrales au charbon à fermer avant la fin de leur vie économique et au plus tard en 2030. L'Accord d'équivalence Canada-Nouvelle-Écosse permet à NSPI de se conformer jusqu'en 2029 aux règlements fédéraux relatifs aux émissions de gaz à effet de serre en respectant les exigences législatives et réglementaires provinciales, qui sont considérées comme équivalentes aux exigences fédérales. Les efforts sont maintenant axés sur l'élaboration d'un accord d'équivalence pour 2030 et les années ultérieures et qui reconnaîtrait des résultats équivalents entre les lois et règlements environnementaux fédéraux et provinciaux. Le projet de loi 213 intitulé « The Sustainable Development Goals Act » (Loi sur les objectifs de développement durable) de la province a été adopté en octobre 2019 et comprend un objectif de zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici 2050. NSPI continuera à collaborer avec le gouvernement provincial concernant ses objectifs de réduction des émissions de carbone.

En 2019, NSPI a terminé son inscription en vertu du Règlement sur le programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse et prévoit recevoir au premier trimestre de 2020 les autorisations d'émissions qui lui ont été accordées pour 2020. Ces autorisations de 2020 seront utilisées en 2020 ou attribuées au cours de la période de conformité initiale de quatre ans se terminant en 2022. Au 31 décembre 2019, NSPI est en bonne voie de satisfaire aux exigences du programme. NSPI prévoit que tous les coûts prudemment engagés pour se conformer aux lois et règlements du gouvernement du Canada et au Règlement sur le programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse seront recouvrables en vertu du cadre réglementaire de NSPI.

Le Règlement sur la qualité de l'air de la Nouvelle-Écosse (le « règlement ») concernant les émissions de SO₂ a entraîné une diminution constante des émissions de SO₂ depuis 2005. Le règlement actuel prévoit une autre série de diminutions à compter de 2020. Étant donné le retard dans le projet de Muskrat Falls, le gouvernement provincial a modifié le règlement en ce qui a trait aux limites d'émissions ajustées pour la période de 2020 jusqu'à 2022 afin d'éviter des hausses tarifaires importantes pour les clients, tout en poursuivant la tendance vers la diminution des émissions de SO₂ en Nouvelle-Écosse. NSPI a intégré l'incidence de ces changements dans le plan de stabilité tarifaire approuvé par la Régie pour cette période de trois ans.

Pour plus d'information sur la réglementation environnementale à laquelle NSPI est assujettie, se reporter à la notice annuelle de NSPI.

Autres services publics d'électricité

Le secteur Autres services publics d'électricité englobe Emera Maine, entreprise de services publics réglementée de transport et de distribution d'électricité dans l'État du Maine, et ECI, société de portefeuille qui détient des entreprises de services publics d'électricité réglementées. Les services publics réglementés d'ECI comprennent BLPC, une entreprise de services publics d'électricité réglementée et verticalement intégrée de l'île de la Barbade, GBPC, une entreprise de services publics d'électricité réglementée et verticalement intégrée de l'île de Grand Bahama, et une participation de 51,9 pour cent dans Domlec, une entreprise de services publics d'électricité réglementée et verticalement intégrée située sur l'île de la Dominique. ECI détient également une participation de 19,5 pour cent dans Lucelec, une entreprise de services publics d'électricité réglementée et verticalement intégrée située sur l'île de Sainte-Lucie, qui est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Le 25 mars 2019, Emera a annoncé la conclusion d'une entente visant la vente d'Emera Maine. Se reporter à la rubrique « Faits récents » du rapport de gestion, lequel est intégré aux présentes par renvoi, pour plus de précisions. En raison de la vente imminente, les actifs et les passifs d'Emera Maine étaient classés comme étant détenus en vue de la vente au premier trimestre de 2019. Le 24 mars 2020, la transaction a été finalisée après avoir reçu l'approbation de la MPUC.

Marché et ventes

Autres services publics d'électricité – Produits tirés de l'électricité et ventes d'électricité par catégorie de clients				
	Produits tirés de l'électricité (%)		Volumes de ventes d'électricité en GWh (%)	
Pour l'exercice clos le 31 décembre	2019	2018	2019	2018
Résidentiel	36,9	35,2	39,3	39,1
Commercial	45,6	47,0	45,7	46,6
Industriel	5,9	6,1	14,2	13,5
Autre	11,6	11,7	0,8	0,8
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

Emera Maine

Les activités de transport d'Emera Maine sont réglementées par la FERC, et ses activités de distribution et le recouvrement de coûts irrécupérables sont réglementés par la MPUC. Dans le Maine, la production de l'électricité est déréglementée et plusieurs fournisseurs se livrent concurrence pour approvisionner les clients en électricité livrée par l'intermédiaire des réseaux de transport et de distribution de l'entreprise.

Il y a actuellement quatre plaintes en instance déposées auprès de la FERC afin de contester le RCP de base en vertu de l'OATT. Le 16 octobre 2018, la FERC a publié une ordonnance qui traite des quatre procédures de plainte. L'ordonnance de la FERC proposait une nouvelle méthodologie pour

établir les RCP. En vertu de cette nouvelle méthodologie, la conclusion préliminaire de la FERC était un RCP de base de 10,41 pour cent pour l'OATT. La FERC a permis aux parties de commenter la nouvelle méthodologie et son application aux quatre procédures de plainte en instance. Aucune nouvelle provision ou provision supplémentaire n'a été constituée à l'égard de l'une ou l'autre de ces quatre plaintes en instance en raison de l'incertitude quant à leur issue.

Le 21 novembre 2019, la FERC a approuvé une ordonnance affectant les RCP des actifs de transport de la Région ISO du centre du continent, qui modifie la méthodologie de la FERC pour l'analyse de la composante « RCP de base » des tarifs juridictionnels d'un service public. La méthodologie appliquée dans le dossier relatif à la Région ISO du centre du continent peut être appliquée par la FERC dans les dossiers relatifs à ISO-New England (ISO-NE) en instance. La date de la décision n'a pas encore été fixée, mais la FERC devrait statuer sur ces trois cas relatifs à ISO-NE en suspens en 2020. En outre, le dossier relatif à la Région ISO du centre du continent et une décision dans les dossiers relatifs à ISO-NE feront l'objet de droits d'appel supplémentaires et, en cas d'appel, une décision finale ne devrait pas être prise avant le quatrième trimestre de 2020. Par conséquent, la décision relative à la Région ISO du centre du continent n'a entraîné aucun changement dans les charges à payer d'Emera Maine en ce qui concerne les plaintes relatives aux RCP. Pour plus de précisions sur ces plaintes, se reporter à la note 26 des états financiers consolidés d'Emera pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, qui sont intégrés aux présentes par renvoi.

Au 31 décembre 2019, Emera Maine détient des actifs d'environ 1,3 milliard de dollars américains, desservant environ 159 000 clients dans l'État du Maine. Emera Maine est propriétaire et exploitant d'environ 2 000 km d'installations de transport et 10 000 km d'installations de distribution. Elle compte environ 406 employés.

Environ 48 pour cent des produits tirés de l'électricité d'Emera Maine constituent des activités de distribution. Une tranche de 47 pour cent est associée aux activités de transport et une autre de 5 pour cent se rapporte à des recouvrements de coûts irrécupérables. Les taux de chaque élément sont établis selon une procédure de réglementation distincte.

Activités de distribution

Les activités de distribution des services publics d'Emera Maine sont menées dans le cadre d'un régime réglementaire traditionnel fondé sur le coût du service, alors que les tarifs de distribution sont établis par la MPUC. En juin 2018, la MPUC a approuvé une augmentation des tarifs de distribution de 5,3 pour cent. Cette augmentation est entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2018 et se base sur un RCP de 9,35 pour cent et une composante d'actions ordinaires de 49 pour cent. Avant le 1^{er} juillet 2018, le RCP autorisé était de 9,0 pour cent, avec une composante d'actions ordinaires de 49 pour cent.

Activités de transport

Les activités de transport d'Emera Maine sont réparties entre deux secteurs : le secteur de Bangor Hydro et le secteur de MPS. Les tarifs de transport locaux dans le secteur de Bangor Hydro sont réglementés par la FERC et fixés chaque année le 1^{er} juin, selon une formule fondée sur les investissements réels dans le transport pour l'année précédente, rajustés compte tenu des investissements prévus pour l'année courante. Le RCP autorisé pour les activités de transport locales du secteur de Bangor Hydro a été établi à 10,57 pour cent pour 2019 et 2018. Les actifs de transport collectifs du secteur de Bangor Hydro sont gérés par ISO-NE dans le cadre d'un groupe d'actifs régionaux. La fourchette de RCP autorisée pour les actifs de transport collectifs du secteur de Bangor Hydro était de 11,07 à 11,74 pour cent pour 2019 et 2018.

Les tarifs de transport locaux dans le secteur de MPS sont réglementés et fixés chaque année par la FERC le 1^{er} juin pour le marché de gros et le 1^{er} juillet pour le marché de détail, selon une formule fondée sur les investissements et les dépenses de transport réels pour l'année précédente. Le RCP autorisé actuellement à l'égard des activités de transport est de 9,6 pour cent (9,6 pour cent en 2018).

Recouvrement des coûts irrécupérables

Le recouvrement des coûts irrécupérables dans le Maine est établi par la MPUC. Les services publics d'électricité ont le droit de recouvrer la totalité des coûts irrécupérables qu'ils ont prudemment engagés à la suite de la restructuration de l'industrie en 2000, s'ils n'ont pu être atténués ou s'ils découlent d'ordonnances tarifaires ou comptables émises par la MPUC.

Services publics des Caraïbes

BLPC

Au 31 décembre 2019, BLPC dessert environ 131 000 clients et compte des actifs d'environ 420 millions de dollars américains ainsi que quelque 370 employés. BLPC est réglementée par la FTC de la Barbade.

Le gouvernement de la Barbade a accordé à BLPC une franchise en vue de produire, de transporter et de distribuer de l'électricité sur l'île jusqu'en 2028. En 2019, le gouvernement de la Barbade a adopté une loi modifiant le nombre de licences requises pour l'approvisionnement en électricité, passant d'une licence unique intégrée actuellement en vigueur à des licences multiples pour la production, le transport et la distribution, le stockage, la transmission et la vente. BLPC négocie actuellement les conditions des nouvelles licences dans le cadre de la législation modifiée.

Le taux de rendement réglementé approuvé de la base tarifaire de BLPC est de 10 pour cent. Tous les coûts liés au combustible de BLPC sont transférés aux clients par le biais d'un mécanisme de transfert des coûts du combustible prudemment engagés qui offre la possibilité de recouvrer la totalité des coûts de combustible en temps opportun. La FTC approuve le calcul des frais de combustible, qui fait l'objet d'un rajustement mensuel.

BLPC possède une capacité de génération de 266 MW, dont 96 pour cent proviennent de centrales au mazout et 4 pour cent, de l'énergie solaire. Ce service public dispose d'une capacité supplémentaire de 12 MW provenant d'unités en location. Le réseau de transport de BLPC est constitué de lignes de transport parcourant 168 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 2 800 km, ce qui comprend des postes de distribution.

GBPC

Au 31 décembre 2019, GBPC dessert environ 17 800 clients (19 300 clients en 2018), possède des actifs d'environ 300 millions de dollars américains et compte quelque 216 employés. GBPC est réglementée par la GBPA. La GBPA a accordé à GBPC, aux termes d'une licence, une franchise réglementée et exclusive en vue de produire, de transporter et de distribuer de l'électricité sur l'île jusqu'en 2054. Il existe un mécanisme de transfert des coûts du combustible qui permet de recouvrer auprès des clients en temps opportun tous les coûts du combustible prudemment engagés. Le taux de rendement réglementé approuvé de la base tarifaire de GBPC était de 8,44 pour cent en 2019 (8,5 pour cent en 2018). En janvier 2020, la GBPA a approuvé le taux de rendement réglementé de la base tarifaire de GBPC de 8,34 pour cent pour 2020.

Le 1^{er} septembre 2019, l'ouragan Dorian a frappé l'île de Grand Bahama, causant d'importants dommages dans l'île. GBPC a subi des dommages à ses actifs de production, de transport et de distribution. GBPC a rétabli l'alimentation électrique de tous les clients qui en ont fait la demande et qui sont en mesure de la recevoir et, au 31 décembre 2019, environ 92 pour cent de ses clients avant l'ouragan avaient recouvré leur alimentation électrique. Après l'ouragan, la charge a diminué d'environ 13 pour cent. La direction s'attend à ce que la demande revienne au niveau connu avant la tempête d'ici la fin de 2021.

GBPC maintient une assurance pour ses installations de production. Comme pour la plupart des services publics, ses réseaux de transport et de distribution sont autoassurés. On estime actuellement que les

coûts de restauration liés à l'ouragan Dorian des actifs autoassurés de GBPC se chiffreront à environ 15 millions de dollars américains. En janvier 2020, la GBPA a approuvé le recouvrement de ces coûts au moyen de tarifs sur une période de cinq ans. Environ 12 millions de dollars américains de ces coûts estimés ont été engagés en 2019, et comptabilisés à titre d'actif réglementaire.

Au quatrième trimestre de 2019, à la suite des dommages causés par l'ouragan Dorian, la société a soumis ses actifs et son goodwill à un test de dépréciation. À la lumière de ce test, elle a comptabilisé une perte de valeur hors trésorerie de 26 millions de dollars américains en raison d'une révision à la baisse des flux de trésorerie futurs prévus à la suite des travaux de restauration entrepris par suite des dommages causés par l'ouragan Dorian et aux changements à la structure du capital réglementée à long terme prévue de GBPC. Il a été déterminé que des immobilisations corporelles et des stocks d'une valeur comptable d'environ 18 millions de dollars américains s'étaient dépréciés, et ceux-ci ont été reclassés à titre d'actif réglementaire. GBPC a porté en diminution de cet actif réglementaire un produit d'assurance compensatoire à recevoir de 15 millions de dollars américains. On s'attend à ce que le solde de l'actif réglementaire de 3 millions de dollars américains restant au 31 décembre 2019 soit également recouvré au moyen d'un produit d'assurance. Se reporter à la rubrique « Faits récents » du rapport de gestion et à la note 21 des états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019, qui sont intégrés aux présentes par renvoi, pour plus de précisions.

En décembre 2016, la GBPA a approuvé que le tarif forfaitaire de l'électricité (tarifs des combustibles et tarifs de base) soit maintenu au niveau de 2016 pour une période de cinq ans allant de 2017 à 2021. Tout recouvrement excessif des coûts du combustible durant cette période sera appliqué au report réglementaire lié à l'ouragan Matthew, jusqu'à ce que le compte de report soit entièrement recouvré. Si GBPC recouvre un montant supérieur au report réglementaire lié à l'ouragan Matthew, l'excédent sera conservé dans un fonds de réserve en cas de nouvelle tempête. S'il reste un solde applicable au report lié à l'ouragan Matthew à la fin de la période de cinq ans prévue, GBPC aura la possibilité de demander un recouvrement des coûts auprès des clients par le biais des tarifs futurs.

Aux termes de son entente réglementaire, GBPC est dotée d'un mécanisme de partage des bénéfices qui lui permet de reporter les bénéfices sur la base tarifaire dans un actif ou une obligation réglementaire au taux de 50 pour cent pour les sommes inférieures à 7,44 pour cent de rendement de la base tarifaire et de 50 pour cent pour les sommes supérieures à 9,44 pour cent de rendement de la base tarifaire.

GBPC est dotée de centrales au mazout d'une capacité d'environ 98 MW, d'installations de transport s'étendant sur environ 138 kilomètres et d'installations de distribution s'étendant sur 860 kilomètres.

Domlec

Au 31 décembre 2019, Domlec dessert environ 31 000 clients, compte environ 241 employés et est réglementée par l'IRCD. Le titre de Domlec est inscrit à la cote de l'Eastern Caribbean Securities Exchange. Le 7 octobre 2013, l'IRCD a délivré une licence pour le transport, la distribution et l'approvisionnement de même qu'une licence pour la production. Les deux licences, d'une durée de 25 ans, sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2014. Le taux de rendement réglementé approuvé de la base tarifaire de Domlec est de 15 pour cent. Un mécanisme de transfert des coûts du combustible offre la possibilité de recouvrer auprès des clients en temps opportun la totalité des coûts du combustible prudemment engagés.

Domlec possède une capacité de génération de 27 MW, dont 74 pour cent proviennent de centrales au mazout et 26 pour cent, de la production hydroélectrique. Domlec possède des installations de transport d'environ 471 kilomètres et des installations de distribution de 697 kilomètres.

Sources d'énergie et production

Les sources d'énergie de BLPC et de GBPC pour leur production d'électricité respective sont principalement du mazout lourd utilisé pour la production de base et du mazout léger utilisé pour la

production de pointe. La production d'électricité de Domlec est alimentée au mazout à 74 pour cent et à 26 pour cent par énergie hydroélectrique.

Le pétrole étant la principale source de combustible utilisé dans la production d'électricité aux Caraïbes, et les coûts du combustible étant directement imputés aux clients dans les tarifs qui leur sont demandés, toute fluctuation du prix du pétrole à l'international influe sur les coûts du combustible et se répercute donc sur les tarifs des clients ainsi que sur les produits dégagés par la société. GBPC a mis en place des stratégies de couverture des coûts du combustible pour mieux protéger les clients contre les fluctuations des coûts du combustible et des tarifs d'électricité. Afin de contribuer à la réduction des émissions de carbone et à la diminution de l'exposition aux sources de combustibles à base de carbone, des investissements dans la production d'énergie plus efficace et renouvelable et le stockage par batteries sont en cours dans les Caraïbes.

Exploitation du système

BLPC, GBPC et Domlec ont toutes 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, GBPC et Domlec 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 2019, la contribution du secteur Autres services publics d'électricité au bénéfice net consolidé s'est établie à 33 millions de dollars américains (66 millions de dollars américains en 2018). Après ajustement pour tenir compte de la perte de valeur liée à GPBC et de la réévaluation à la valeur du marché, la contribution du secteur Autres services publics d'électricité au bénéfice net consolidé s'est établie à 57 millions de dollars américains en 2019 (69 millions de dollars américains en 2018).

Caractère saisonnier

Les ventes d'électricité dans le Maine varient au cours d'une année, les premier et troisième trimestres étant généralement les plus rentables. Le premier trimestre reflète une température plus froide et le nombre d'heures d'ensoleillement réduit au cours de la saison hivernale, tandis que le troisième trimestre reflète des températures estivales plus chaudes et l'incidence du tourisme estival dans l'État.

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.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations du secteur Autres services publics d'électricité pour l'exercice 2019 étaient d'environ 150 millions de dollars américains (144 millions de dollars américains en 2018). En 2020, les dépenses en immobilisations du secteur Autres services publics d'électricité devaient s'élever à environ 130 millions de dollars américains (y compris la participation dans Emera Maine au premier trimestre uniquement). ECI prévoit des dépenses en immobilisations dans des sources de production plus efficaces et plus propres, y compris les énergies renouvelables et le stockage par batteries. Au début du mois de février 2020, BLPC a terminé l'installation d'une centrale permettant de

produire 15 MW supplémentaires. BLPC prévoit finaliser l'installation d'un moteur diesel de 33 MW d'ici la mi-2020. Cette installation de 33 MW devrait permettre d'accroître l'efficacité et de faciliter la transition de BLPC vers des sources de production renouvelables plus importantes. Emera Maine prévoit investir principalement dans des projets au titre du transport et de la distribution visant à assurer la fiabilité normale du réseau. Toutefois, la direction continue d'examiner les dépenses en immobilisations du secteur Autres services publics d'électricité à la lumière de l'évolution de la pandémie de la COVID-19.

Questions environnementales

Emera Maine est assujettie à la réglementation de l'EPA quant à l'observation des lois intitulées Federal Water Pollution Control Act et Clean Air Act et d'autres lois fédérales régissant le traitement et la disposition de matières dangereuses. Emera Maine est également assujettie à la réglementation du ministère de la Protection environnementale de l'État du Maine.

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.

Services publics de gaz naturel et infrastructure

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

PGS est réglementée par la FPSC. NMGC est réglementée par la NMPRC. Les tarifs sont établis à un niveau qui permet aux services publics de percevoir les produits totaux équivalant au montant correspondant au coût de la prestation des services, y compris un rendement du capital investi approprié.

Marché et ventes

PGS et New Mexico Gas – Produits tirés du gaz et ventes de gaz par catégorie de clients				
	Produits tirés du gaz (%)		Volumes des ventes de gaz en thermies (%)	
	2019	2018	2019	2018
Pour l'exercice clos le 31 décembre				
Résidentiel	48,2	48,2	13,6	13,9
Commercial	28,5	28,4	27,3	28,5
Industriel	4,7	4,7	48,7	48,0
Autre	18,6	18,7	10,4	9,6
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

PGS

Au 31 décembre 2019, PGS sert environ 406 000 clients, et elle compte environ 1,6 milliard de dollars américains d'actifs et quelque 660 employés. PGS possède environ 21 730 kilomètres de canalisations principales destinées au transport du gaz naturel et 12 070 kilomètres de conduites de branchement. Les canalisations de gaz naturel principales sont des lignes de distribution qui servent de source d'approvisionnement commune à plusieurs 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 2,1 milliards de thermies en 2019.

La fourchette approuvée du RCP pour PGS est de 9,25 pour cent à 11,75 pour cent, moyennant une participation autorisée de 54,7 pour cent dans la structure du capital. En l'absence d'une demande relative aux tarifs, le bas de la fourchette augmentera pour passer à 9,75 pour cent en 2021. Un RCP de 10,75 pour cent est utilisé aux fins du calcul du rendement du capital investi pour les clauses. PGS a avisé la FPSC le 7 février 2020 qu'elle prévoyait déposer une procédure liée aux tarifs de base en avril 2020 pour les nouveaux tarifs en vigueur en janvier 2021.

Clause de recouvrement des coûts du combustible

PGS recouvre les coûts qu'elle engage pour s'approvisionner en gaz naturel et assurer le transport interétatique du gaz naturel aux termes d'une CAGA. Cette clause est conçue pour permettre à PGS de recouvrer les coûts réels qu'elle a engagés aux fins de l'achat de gaz naturel, des services de stockage de gaz naturel, de la capacité de gazoduc interétatique et d'autres éléments connexes associés à l'achat, à la distribution et à la vente de gaz naturel à ses abonnés. Ces charges peuvent être ajustées mensuellement en fonction d'un plafond approuvé annuellement par la FPSC.

Autres clauses de recouvrement des coûts

La FPSC approuve chaque année les taux de recouvrement des coûts de conservation, y compris un rendement des capitaux engagés dans le développement et la mise en place de programmes de conservation de l'énergie. PGS a une clause de remplacement des tuyaux de fonte et d'acier nu visant à recouvrer le coût associé à l'accélération du remplacement des lignes de distribution en fonte et en acier nu du réseau de PGS. Dans le cadre de la convention de règlement liée à l'évaluation des amortissements approuvée par la FPSC en février 2017, la clause de remplacement des tuyaux de fonte et d'acier nu a été étendue afin de permettre le recouvrement des coûts associés à l'accélération du remplacement de certains tuyaux en plastique obsolètes. PGS prévoit faire retirer de son réseau tous les tuyaux de fonte et d'acier nu d'ici 2022, le remplacement des tuyaux en plastique obsolètes se poursuivant jusqu'en 2028 en vertu de la clause.

NMGC

Au 31 décembre 2019, NMGC sert environ 534 000 clients (environ 60 pour cent de la population de 23 des 33 comtés qui forment l'État du Nouveau-Mexique), et elle compte environ 1,1 milliard de dollars américains d'actifs et quelque 697 employés. Elle possède environ 2 488 km de lignes de transport et 17 223 km de lignes de distribution. En 2019, sa capacité de transport s'établissait à environ 969 millions de thermies.

Le RCP approuvé pour NMGC est de 9,1 pour cent, moyennant une participation autorisée de 52 pour cent dans la structure du capital. Le 17 juillet 2019, la NMPRC a approuvé une augmentation des tarifs de NMGC à compter d'août 2019. Les nouveaux tarifs sont introduits progressivement sur une période de deux ans et devraient se traduire par une augmentation annuelle des produits d'environ 3 millions de dollars américains. La NMPRC a également approuvé le mécanisme de normalisation des conditions météorologiques de NMGC, tel qu'il est exposé ci-après.

Le 23 décembre 2019, NMGC a déposé un dossier sur les tarifs de base pour l'année à venir auprès de la NMPRC pour les nouveaux tarifs entrant en vigueur en janvier 2021. Les nouveaux tarifs proposés reflètent le recouvrement des investissements en immobilisations corporelles dans les gazoducs et les infrastructures connexes. Les produits annuels supplémentaires requis sont estimés à environ 13 millions de dollars américains. Une décision de la NMPRC est attendue pour la fin de l'année 2020.

Clause de recouvrement des coûts du combustible

NMGC recouvre les coûts qu'elle engage pour l'approvisionnement en gaz naturel aux termes d'une CAGA. Cette clause permet à NMGC de recouvrer les coûts réels qu'elle a engagés aux fins de l'achat

de gaz naturel, des services de stockage de gaz naturel, de la capacité de gazoduc interétatique et d'autres éléments connexes associés à l'achat, à la distribution et à la vente de gaz naturel à ses clients.

Chaque mois, NMGC peut ajuster les charges en fonction du coût du gaz naturel estimé du mois suivant et de tout montant non récupéré ou montant récupéré en trop au cours d'un mois antérieur. NMGC doit déposer auprès de la NMPRC tous les quatre ans un document en vue de pouvoir justifier que le recours à la CAGA (PGAC Continuation Filing) est justifié et nécessaire. Ce document a pour but d'établir que l'utilisation continue de la CAGA est raisonnable et nécessaire. En décembre 2016, NMGC a reçu l'approbation de son document de PGAC Continuation Filing visant la période de quatre ans se terminant en décembre 2020.

Mécanisme de normalisation des conditions météorologiques

En juillet 2019, la NMPRC a approuvé des changements dans la conception des tarifs de la société afin d'y intégrer un mécanisme de normalisation des conditions météorologiques. Cette clause vise à réduire la variabilité de l'incidence des conditions météorologiques pendant la saison de chauffage annuelle d'octobre à avril. Le mécanisme de normalisation des conditions météorologiques rendra les tarifs des clients et les produits des entreprises plus prévisibles en supprimant partiellement l'incidence d'un temps plus doux ou plus froid que d'habitude. Les augmentations ou les diminutions des produits liées aux conditions météorologiques enregistrées d'octobre à avril seront ajustées chaque année au mois d'octobre de la saison de chauffage suivante.

SeaCoast

En 2018, SeaCoast a conclu avec Seminole Electric Cooperative, Inc. (« Seminole ») une entente visant à fournir un service de transport ferme de gaz à long terme à la nouvelle centrale électrique alimentée au gaz de Seminole en construction dans le comté de Putnam, en Floride. SeaCoast construit et exploitera une dérivation de conduite de 30 pouces d'une longueur de 21 milles qui devrait entrer en service d'ici 2022. Les investissements en immobilisations corporelles sont estimés à environ 110 millions de dollars américains, dont 35 millions de dollars américains investis jusqu'en 2019 et 48 millions de dollars américains devant être investis en 2020. SeaCoast développe également le gazoduc Callahan de 16 pouces d'une longueur de 26,5 milles conjointement avec Peninsula Pipeline Co, société affiliée de Florida Public Utilities. Ce gazoduc devrait entrer en service en 2021. SeaCoast fournira un service de transport ferme de gaz à long terme à PGS dans la région du nord-est de la Floride dans le cadre d'une convention de transport à long terme entre SeaCoast et PGS, qui a été approuvée par la FPSC en novembre 2019. La part de SeaCoast dans l'investissement en immobilisations corporelles estimé pour le gazoduc Callahan devrait s'élever à environ 32 millions de dollars américains, avec 6 millions de dollars américains investis jusqu'en 2019 et environ 26 millions de dollars américains devant être investis en 2020. Toutefois, la direction continue d'examiner les dépenses en immobilisations de SeaCoast à la lumière de l'évolution de la pandémie de la COVID-19.

EBPC

EBPC est propriétaire du gazoduc Brunswick, soit un gazoduc réglementé de 145 km qui assure le transport du gaz naturel regazéifié depuis le terminal d'importation de GNL Canaport 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 RECL aux termes d'une entente de services ferme de 25 ans. La RCE, qui réglemente le gazoduc Brunswick, l'a classé à titre de « pipeline du groupe II ».

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

En 2019, la contribution du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure au bénéfice net consolidé s'est établie à 139 millions de dollars américains (106 millions de dollars américains en 2018).

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.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure étaient de 331 millions de dollars américains en 2019. En 2020, les dépenses en immobilisations du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure devraient s'élever à environ 580 millions de dollars américains, y compris la PFUDC. PGS investira pour étendre son réseau et pour soutenir la croissance de sa clientèle. NMGC terminera le projet de canalisation principale « en boucle » de Santa Fe en 2020 et continuera d'investir dans les améliorations de son réseau. SeaCoast investira dans la construction de canalisations, tel qu'il est précisé ci-dessus. Toutefois, la direction continue d'examiner les dépenses en immobilisations du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure à la lumière de l'évolution de la pandémie de la COVID-19.

Questions environnementales

La RCE régleme le gazoduc Brunswick qui est assujetti 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 de l'environnement et des inspections physiques régulièrement planifiées du gazoduc et de l'emprise.

Dépendance économique

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

Secteur Autres

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

Les activités d'exploitation du secteur Autres comprennent Emera Energy, qui comprend :

- Emera Energy Services, entreprise de commercialisation et de négociation d'énergie physique détenue en propriété exclusive;
- Brooklyn Energy, centrale de cogénération d'électricité alimentée à la biomasse de 30 MW située à Brooklyn, en Nouvelle-Écosse;
- un placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation en coentreprise de 50,0 pour cent dans Bear Swamp, centrale hydroélectrique à réserve pompée de 600 MW située dans le nord-ouest de l'État du Massachusetts.

En 2019, la société a conclu la vente d'actifs précédemment présentés dans ce secteur, notamment la vente de ses centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre et de la centrale Bayside en mars 2019, ainsi que la vente des équipements et des stocks d'Emera Utility Services en décembre 2019.

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

Emera Energy

EES tire ses produits et ses bénéfices de la commercialisation et de la négociation en gros de gaz naturel, d'électricité et d'autres produits de base et dérivés liés au secteur de l'énergie 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 de la Floride, de la côte du golfe du Mexique américaine, du Midwest américain 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 de l'électricité et du gaz naturel. Celle-ci peut être influencée par les conditions météorologiques, les limites d'approvisionnement locales et d'autres facteurs de l'offre et de la demande, et peut offrir l'occasion d'obtenir une marge supérieure. Ces activités sont saisonnières, le premier et le quatrième trimestres offrant généralement la plus grande possibilité de gains. On s'attend généralement à ce que la société réalise un bénéfice net ajusté annuel de 15 à 30 millions de dollars américains (marge de 45 à 70 millions de dollars américains), lequel peut dépasser cette fourchette dans des conditions de marché favorables.

Contribution au bénéfice net consolidé et au bénéfice net ajusté

La contribution du secteur Autres au bénéfice net consolidé a diminué de 104 millions de dollars en 2019, pour une perte de 213 millions de dollars comparativement à une perte de 109 millions de dollars en 2018. Après ajustement pour tenir compte de la réévaluation à la valeur du marché, la contribution du secteur Autres au bénéfice net consolidé a diminué de 133 millions de dollars, pour une perte de 286 millions de dollars comparativement à une perte de 153 millions de dollars au cours de la même période en 2018.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations du secteur Autres en 2019 étaient d'environ 60 millions de dollars (75 millions de dollars en 2018). Les dépenses en immobilisations du secteur Autres devraient s'élever à environ 74 millions de dollars en 2020, y compris les investissements dans l'infrastructure énergétique faisant l'objet d'une entente de services. Toutefois, la direction continue d'examiner les dépenses en immobilisations du secteur Autres à la lumière de l'évolution de la pandémie de la COVID-19.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

Historique des trois derniers exercices et changements attendus en 2020

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. Toutefois, la direction continue d'examiner les dépenses en immobilisations des diverses activités d'Emera à la lumière de l'évolution de la pandémie de la COVID-19.

Services publics d'électricité de la Floride

Projets d'énergie solaire

En septembre 2017, Tampa Electric a annoncé son intention d'investir environ 850 millions de dollars américains sur quatre ans dans de nouveaux projets d'énergie solaire photovoltaïque à usage commercial dans l'ensemble des territoires qu'elle dessert. Au 31 décembre 2019, Tampa Electric avait investi environ 820 millions de dollars américains dans des projets d'énergie solaire photovoltaïque à usage commercial de 600 MW, qui sont recouvrables au moyen de SoBRA approuvés par la FPSC. Tampa Electric prévoit investir 30 millions de dollars américains supplémentaires dans ces projets jusqu'en 2021. Au cours de la période de construction, le bénéfice provenant de ces projets est tiré de la PFUDC. La FPSC a approuvé des SoBRA représentant un total de 554 MW ou des produits requis estimés à 96 millions de dollars américains par année pour les projets en service. Tampa Electric prévoit déposer en 2020 sa dernière demande de SoBRA pour la tranche du 1^{er} janvier 2021.

En février 2020, Tampa Electric a annoncé son intention d'investir environ 800 millions de dollars américains dans des projets d'énergie solaire photovoltaïque à usage commercial de 600 MW d'ici la fin de 2023.

Projet des infrastructures de comptage avancé de la consommation

En septembre 2018, Tampa Electric a annoncé son intention d'investir environ 235 millions de dollars américains dans son projet d'infrastructure de comptage avancé de la consommation de 2018 à 2022.

Modernisation de la centrale Big Bend

Le 24 mai 2018, Tampa Electric a annoncé son intention d'investir environ 850 millions de dollars américains jusqu'en 2023 afin d'assurer la modernisation de sa centrale Big Bend. Ce projet de modernisation prévoit la conversion de l'unité 1 de centrale au charbon en une centrale au gaz naturel utilisant la technologie de gazéification intégrée à cycle combiné ainsi que la mise hors service anticipée de l'unité 2. Au 31 décembre 2019, Tampa Electric avait investi environ 275 millions de dollars américains dans ce projet de modernisation.

Clause de recouvrement des coûts de protection contre les tempêtes

Le 3 octobre 2019, la FPSC a publié une règle visant à mettre en œuvre une clause de recouvrement des coûts de protection contre les tempêtes. Cette nouvelle clause prévoit un processus permettant aux services publics de Floride qui appartiennent à des investisseurs, dont Tampa Electric, de recouvrer les coûts encourus pour mettre en place des mesures supplémentaires – non comprises dans les tarifs de

base – visant à rendre le réseau de transport et de distribution plus résistant aux tempêtes. Sous réserve de l'approbation finale de la règle de la FPSC, Tampa Electric prévoit déposer un plan de protection contre les tempêtes auprès de la FPSC au deuxième trimestre de 2020.

Incidences de l'ouragan Irma et réforme fiscale

En septembre 2017, l'ouragan Irma a eu une incidence négative sur Tampa Electric, qui a engagé des coûts de restauration d'environ 102 millions de dollars américains. Le montant imputé au fonds de réserve en cas de tempête dépassait de 47 millions de dollars américains le solde de la réserve. Le 28 décembre 2017, Tampa Electric a déposé auprès de la FPSC une demande de recouvrement des coûts de restauration estimatifs excédant le fonds de réserve en cas de tempête prévu pour plusieurs tempêtes baptisées et pour ramener le solde de la réserve à 56 millions de dollars américains, soit son niveau au 31 octobre 2013. Le 1^{er} mars 2018, la FPSC a approuvé une entente de règlement déposée par Tampa Electric qui l'autorise à déduire le montant du recouvrement des coûts liés aux tempêtes du recouvrement des avantages estimatifs que lui procurera la réforme fiscale américaine en 2018 et qui seront remis aux clients, à compter du 1^{er} avril 2018. Au premier trimestre de 2018, Tampa Electric a comptabilisé des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales et un passif réglementaire de 19 millions de dollars américains afin de contrebalancer les avantages de la réforme fiscale. Ce report des avantages de la réforme fiscale a été amorti sur la période restante de l'exercice à titre de crédit au montant comptabilisé des coûts liés aux tempêtes. Les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales découlant de la déduction autorisée du recouvrement des coûts liés aux tempêtes et des avantages de la réforme fiscale, déduction faite de l'amortissement des avantages de la réforme fiscale au premier trimestre, ont totalisé environ 22 millions de dollars américains au quatrième trimestre de 2018 et 103 millions de dollars américains pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Les coûts finaux liés aux tempêtes de Tampa Electric assujettis à une compensation ont été déterminés dans le cadre d'une procédure réglementaire distincte en 2019. Le 20 août 2018, la FPSC a approuvé une réduction des tarifs de base de 103 millions de dollars américains par année à compter de 2019 afin de refléter l'incidence de la réforme fiscale. Le 9 avril 2019, Tampa Electric a conclu une convention de règlement avec les parties représentant les consommateurs concernant l'admissibilité des coûts liés aux tempêtes attribuables à l'ouragan Irma de 2017, qui a été approuvée par la FPSC le 21 mai 2019. Par conséquent, Tampa Electric a remboursé 12 millions de dollars américains à ses clients en janvier 2020.

Services publics d'électricité canadiens

NSPI

Loi sur le plan en matière d'électricité et rajustements des tarifs en vertu du mécanisme

NSPI dispose d'un MRAPC approuvé par la Régie lui permettant de recouvrer les coûts variables liés au combustible auprès des clients au moyen d'ajustements annuels liés aux prix du combustible. Les écarts entre les coûts liés au combustible prudemment engagés et les montants recouvrés auprès des clients au moyen des tarifs d'électricité au cours d'une année sont reportés dans un actif ou dans une obligation réglementaire lié au MRAPC, et ils sont recouvrés auprès des clients ou remis à ceux-ci au cours d'une année subséquente. Pour les années 2017 à 2019, les écarts entre les coûts réels liés au combustible et les produits attribuables au combustible recouvrés auprès des clients seront recouvrés auprès des clients ou remis à ceux-ci après 2019, conformément aux dispositions de la Loi sur le plan en matière d'électricité. Aux termes du plan d'administration visant le MRAPC, les coûts du combustible de NSPI peuvent faire l'objet d'un audit indépendant. Le 13 mars 2020, la décision de la Régie sur les conclusions et les recommandations de l'audit du MRAPC à l'égard des exercices 2016 et 2017 a été publiée. Les recommandations finales ont été avalisées par la Régie et elles ne prévoyaient le rejet d'aucun montant.

En décembre 2015, le gouvernement provincial a adopté la Loi sur le plan en matière d'électricité afin d'imposer des tarifs stables et plus prévisibles aux abonnés pendant la période de 2017 à 2019. NSPI exerçait ses activités en vertu d'un plan de stabilité tarifaire pour les coûts du combustible pour les

années 2017 à 2019 qui prévoyait une hausse annuelle moyenne de 1,5 pour cent afin de recouvrer les coûts du combustible pour chacune de ces trois années.

La Loi sur le plan en matière d'électricité obligeait également NSPI à affecter au MRAPC toute partie des produits non attribuables au combustible qui était supérieure à la fourchette approuvée des taux de rendement de 2017 à 2019. De plus, les économies d'impôts réalisées à la suite d'un changement apporté au traitement fiscal du projet South Canoe et du projet éolien Sable devaient être provisionnées afin d'être appliquées au MRAPC pour cette période. Le lien maritime est un projet de transport d'électricité de 1,6 milliard de dollars comprenant deux câbles sous-marins longs de 170 kilomètres reliant l'île de Terre-Neuve à la Nouvelle-Écosse. Le lien maritime est entré en service le 15 janvier 2018 et NSPI a commencé à verser à NSPML le paiement calculé selon l'évaluation provisoire approuvée par la Régie à ce moment.

Le 27 novembre 2019, la Régie a approuvé l'évaluation provisoire de NSPML pour le recouvrement auprès de NSPI des coûts de 2020 du lien maritime d'environ 145 millions de dollars (111 millions de dollars en 2019). Le recouvrement total de 145 millions de dollars comprend environ 115 millions de dollars pour les coûts d'exploitation et d'entretien, de financement par emprunts et de financement par capitaux propres, ainsi qu'environ 30 millions de dollars pour la dépréciation et l'amortissement des coûts de financement. Ce paiement est assujéti à une retenue pouvant atteindre 10 millions de dollars. Le recouvrement des coûts d'exploitation et d'entretien, de financement par emprunts et de financement par capitaux propres de 115 millions de dollars s'est amorcé le 1^{er} janvier 2020. À compter du 1^{er} juin 2020, le recouvrement des 30 millions de dollars de dépréciation et d'amortissement des coûts de financement sera compris dans les tarifs des clients de NSPI, le paiement de ce recouvrement à NSPML devant commencer le jour de la confirmation de la livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse ou le 1^{er} novembre 2020, selon le premier de ces jours à survenir. NSPML prévoit déposer une évaluation finale des coûts auprès de la Régie en 2020.

Le 6 décembre 2019, la Régie a approuvé le plan triennal de stabilité tarifaire du combustible de NSPI, qui se traduit par une augmentation tarifaire annuelle globale moyenne de 1,5 pour cent afin de recouvrer les coûts du combustible pour la période de 2020 à 2022. Les écarts entre les coûts réels liés au combustible et les produits attribuables au combustible recouverts auprès des clients de 2020 à 2022 seront recouverts auprès des clients ou remis à ceux-ci après 2022, conformément aux dispositions du plan de stabilité tarifaire du combustible de NSPI. La décision stipule en outre que les produits excédentaires non liés aux combustibles annuels supérieurs à la fourchette autorisée des taux de RCP de NSPI doivent être appliqués au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible.

Compte tenu du retard dans la livraison d'énergie du projet de Muskrat Falls, le paiement initial calculé selon une évaluation provisoire approuvée reflétait une baisse dans l'évaluation de NSPML pour 2018 et 2019, relativement aux dépenses d'amortissement. Puisque ces montants étaient compris dans les tarifs liés au combustible de NSPI pour les années 2017 à 2019 et qu'ils ont été recouverts auprès des clients, NSPI a accordé à ceux-ci un crédit, comprenant les intérêts, puisque NSPI n'est pas tenue d'effectuer des paiements à NSPML pour ces années. En 2019, un remboursement de 35 millions de dollars (17 millions de dollars en 2018) a été payé aux clients.

Dans sa décision d'approuver le plan de stabilité tarifaire du combustible de NSPI pour 2020-2022, la Régie a souligné le traitement de la réduction de 52 millions de dollars plus les intérêts de l'évaluation de NSPML pour 2019. Cette évaluation à la baisse sera remboursée à la plupart des clients grâce à une réduction incorporée dans leurs tarifs de 2020 à 2022; les autres clients recevront un crédit unique sur facture en 2020. Le crédit accordé aux clients sera d'environ 40 millions de dollars plus les intérêts en 2020, alors que les 12 millions de dollars restants plus les intérêts devront être remboursés aux clients après 2022.

Au 31 décembre 2019, le solde du passif réglementaire de MRAPC était de 115 millions de dollars (161 millions de dollars en 2018). Pour plus de précisions, se reporter aux rubriques « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales — Services publics d'électricité canadiens », « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité » et « Mécanismes de recouvrement

réglementaire » dans le rapport de gestion, lequel est intégré aux présentes par renvoi et dont un exemplaire a été déposé par voie électronique sur le site Web de SEDAR à l'adresse www.sedar.com sous le profil d'Emera.

ENL

Projet de lien maritime et partenariat stratégique avec Nalcor concernant les projets à Muskrat Falls

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

Pour en savoir plus sur l'approbation par la Régie des versements effectués par NSPI à NSPML, se reporter à la rubrique « Nova Scotia Power — Plan en matière d'électricité et stabilité des tarifs » ci-dessus.

Autres services publics d'électricité

Emera Maine

Procédures liées au RCP

Entre 2011 et 2016, quatre plaintes distinctes ont été déposées auprès de la FERC afin de contester le RCP de base autorisé en vertu de l'OATT.

- La première plainte, déposée par un groupe comprenant le procureur général du Massachusetts, des commissions de services publics de la Nouvelle-Angleterre, des défenseurs du bien public de l'État et des utilisateurs finaux, a été renvoyée à la FERC par la Cour d'appel fédérale des États-Unis en 2017 aux fins d'autres procédures. Aucune provision n'a été constituée à l'égard de la première plainte en raison de l'issue incertaine des procédures.
- Les deuxième et troisième plaintes (les « causes ENE et MA AG II »), déposées respectivement par un groupe de défense des consommateurs et par un groupe comprenant des commissions de l'État, des défenseurs du bien public de l'État et des utilisateurs finaux, ont été déposées conjointement et sont actuellement en attente d'une décision de la FERC. Emera Maine a comptabilisé une provision d'environ 4 millions de dollars américains pour ces causes, laquelle a été comptabilisée dans les « passifs réglementaires » dans les bilans consolidés et a été portée en réduction des « produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité » dans les états des résultats consolidés. La provision représente la meilleure estimation d'Emera Maine quant à l'issue probable des plaintes.
- La quatrième plainte a été déposée par EMCOS. Le 27 mars 2018, un juge administratif de la FERC a rendu une décision initiale concluant que le rendement des capitaux propres de base de 10,57 pour cent actuel pouvant atteindre 11,74 pour cent avec des ajouts incitatifs, n'est ni injuste ni déraisonnable. Un avis d'appel à l'égard de cette décision a été déposé auprès de la FERC. Aucune provision n'a été constituée au titre de la quatrième plainte, compte tenu du fait que la conclusion de celle-ci demeure incertaine.

Le 16 octobre 2018, la FERC a émis une ordonnance à l'égard de ces quatre plaintes. L'ordonnance de la FERC a proposé une nouvelle méthodologie pour déterminer le rendement des capitaux propres. À la lumière de cette nouvelle méthodologie, les constatations préliminaires de la FERC établissaient un rendement des capitaux propres de base à 10,41 pour cent à l'égard de l'ISO-NE OATT. La FERC a permis aux parties de formuler des commentaires sur la nouvelle méthodologie et sur son application relativement aux quatre plaintes pendantes. Aucune nouvelle provision ou provision supplémentaire n'a été constituée à l'égard de ces quatre plaintes pendantes en raison de l'incertitude quant à leur issue.

Le 21 novembre 2019, la FERC a approuvé une ordonnance affectant les RCP des actifs de transport de la Région ISO du centre du continent, qui modifie la méthodologie de la FERC pour l'analyse de la composante « RCP de base » des tarifs juridictionnels d'un service public. La méthodologie appliquée dans le dossier relatif à la Région ISO du centre du continent peut être appliquée par la FERC dans les dossiers relatifs à ISO-New England (ISO-NE) en instance. La date de la décision n'a pas encore été fixée, mais la FERC devrait statuer sur ces trois cas relatifs à ISO-NE en suspens en 2020. En outre, le dossier relatif à la Région ISO du centre du continent et une décision dans les dossiers relatifs à ISO-NE feront l'objet de droits d'appel supplémentaires et, en cas d'appel, une décision finale ne devrait pas être prise avant le quatrième trimestre de 2020. Par conséquent, la décision relative à la Région ISO du centre du continent n'a entraîné aucun changement dans les charges à payer d'Emera Maine en ce qui concerne les plaintes relatives aux RCP.

Vente d'Emera Maine

Le 25 mars 2019, Emera a annoncé une entente visant la vente d'Emera Maine en contrepartie d'un prix d'achat de 959 millions de dollars américains. Compte tenu de la dette prise en charge, la valeur globale de l'entreprise devrait s'élever à environ 1,3 milliard de dollars américains à la clôture. La clôture de la transaction a eu lieu le 24 mars 2020 après que la MPUC a donné son approbation à celle-ci.

Services publics des Caraïbes

Acquisition d'ICDU

Le 13 octobre 2017, Emera et ICDU ont annoncé qu'elles avaient conclu une entente ferme aux termes de laquelle EUHL ferait l'acquisition de la totalité des actions d'ICDU dont elle n'était pas propriétaire. Les actionnaires minoritaires d'ICDU ont choisi de recevoir 8,85 \$ BS au comptant par action ordinaire ou 0,913 CTD bahaméen. Chaque CTD bahaméen représente un quart de une action ordinaire d'Emera.

Le 15 janvier 2018, EUHL a réalisé l'acquisition des actions ordinaires détenues par les actionnaires minoritaires d'ICDU moyennant une contrepartie totale de 35 millions de dollars américains et est devenue le propriétaire unique indirect de GBPC.

Les CTD bahaméens ont commencé à être négociés à la cote de la BISX le 22 janvier 2018 et, en date du 31 décembre 2019, 1 814 135 CTD bahaméens étaient en circulation.

Ouragan Dorian

Le 1^{er} septembre 2019, l'ouragan Dorian a frappé l'île de Grand Bahama, causant d'importants dommages dans l'île. GBPC a subi des dommages à ses actifs de production, de transport et de distribution. GBPC a rétabli l'alimentation électrique de tous les clients qui en ont fait la demande et qui sont en mesure de la recevoir et, au 31 décembre 2019, environ 92 pour cent de ses clients avaient recouvré leur alimentation électrique. Après l'ouragan, la charge a diminué d'environ 13 pour cent. La direction s'attend à ce que la demande revienne au niveau connu avant la tempête d'ici la fin de 2021.

GBPC maintient une assurance pour ses installations de production. Comme pour la plupart des services publics, ses réseaux de transport et de distribution sont autoassurés. On estime actuellement que les coûts de restauration des actifs autoassurés de GBPC se chiffrent à environ 15 millions de dollars américains. En janvier 2020, la GBPA a approuvé le recouvrement de ces coûts au moyen de tarifs sur une période de cinq ans. Environ 12 millions de dollars américains de ces coûts estimés ont été engagés en 2019, et comptabilisés à titre d'actif réglementaire.

À la suite des dommages causés par l'ouragan Dorian, la société a soumis ses actifs à un test de dépréciation au quatrième trimestre de 2019. Il a été déterminé que des immobilisations corporelles et des stocks d'une valeur comptable d'environ 18 millions de dollars américains s'étaient dépréciés, et ceux-ci ont été reclassés à titre d'actif réglementaire. GBPC a porté en diminution de cet actif réglementaire un produit d'assurance compensatoire à recevoir de 15 millions de dollars américains. On

s'attend à ce que le solde de l'actif réglementaire de 3 millions de dollars américains restant au 31 décembre 2019 soit également recouvré au moyen d'un produit d'assurance.

Ouragans Irma et Maria

Au cours du troisième trimestre de 2017, les activités en Floride et dans les Caraïbes ont été touchées par les ouragans Irma et Maria. Irma, un ouragan de catégorie 5 à son apogée, a frappé les Caraïbes et la Floride pendant plusieurs jours en septembre, atteignant la Floride le 10 septembre 2017.

L'ouragan de catégorie 5 Maria a atteint la Dominique le 19 septembre 2017. La Dominique a subi des dommages sans précédent à la suite de cet ouragan, faisant passer la clientèle d'environ 36 000 à 26 000 clients au 31 décembre 2018. De nombreuses habitations ont été détruites et ne sont toujours pas reconstruites. Domlec a entièrement rétabli l'électricité à tous les clients qui en ont fait la demande et qui sont en état de la recevoir. Domlec maintient une assurance pour ses installations de production et, depuis le passage de l'ouragan Maria, souscrit une assurance spécialisée à l'égard de ses réseaux de transport et de distribution.

Secteur Autres

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

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

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

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

PCGR des É.-U. – Dispense et dispense en vertu de la loi sur les sociétés

Le 26 janvier 2018, Emera a obtenu une dispense des autorités canadiennes en valeurs mobilières lui permettant de continuer de présenter ses résultats financiers selon les PCGR des États-Unis. Le 18 juillet 2018, Emera a obtenu une dispense en vertu de la loi sur les sociétés, qui la dispense de l'obligation de préparer ses états financiers annuels conformément aux IFRS. À la fois la dispense et la dispense en vertu de la loi sur les sociétés demeureront en vigueur pour Emera jusqu'à la première des dates suivantes : (i) le 1^{er} janvier 2024; (ii) le premier jour de l'exercice de la société débutant après que la société a mis fin à des activités assujetties à la réglementation des tarifs; ou (iii) la date prescrite par le Conseil des normes comptables internationales pour l'application obligatoire d'une norme des IFRS applicable expressément aux sociétés dont les activités sont assujetties à la réglementation des tarifs. La dispense et la dispense en vertu de la loi sur les sociétés remplacent chacune une dispense similaire qui avait été accordée auparavant à Emera en 2014 et qui serait arrivée à échéance le 1^{er} janvier 2019.

Activités de financement

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

Le 11 juillet 2019, Emera a mis sur pied un programme ACM qui permet à la société d'émettre au public jusqu'à 600 millions de dollars de nouvelles actions ordinaires au prix courant du marché, à l'occasion et selon son gré. Le programme ACM a été établi en vertu d'un supplément au prospectus préalable de base simplifié de la société, qui demeurera en vigueur jusqu'au 14 juillet 2021. En 2019, environ 1,8 million d'actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM à un prix moyen de 56,56 \$ l'action pour un produit brut de 100 millions de dollars (98,7 millions de dollars après les frais d'émission). Au 31 décembre 2019, une limite de ventes brutes globale de 500 millions de dollars était toujours disponible aux fins d'émission aux termes du programme ACM.

Au cours du premier trimestre de 2020, environ 982 982 actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM à un prix moyen de 59,79 \$ l'action, pour un produit brut de 58,8 millions de dollars (58,0 millions de dollars, déduction faite des frais d'émission). Au 30 mars 2020, une limite de ventes brutes globale de 441,2 millions de dollars était toujours disponible aux fins d'émission aux termes du programme ACM.

Émission d'actions privilégiées

Le 31 mai 2018, Emera a émis 12 millions d'actions privilégiées de premier rang de série H, à un prix de 25,00 \$ l'action et à un taux de dividende initial de 4,9 pour cent. Le produit total brut tiré du placement s'est élevé à 300 millions de dollars et le produit total net s'est élevé à 295 millions de dollars. Le produit net tiré du placement des actions privilégiées a été affecté aux frais généraux de la société.

Le 6 juillet 2018, Emera a annoncé qu'elle ne procédera pas au rachat des 10 000 000 d'actions privilégiées de premier rang de série C. Le 15 août 2018, les porteurs d'actions privilégiées 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 ou encore de conserver leurs actions privilégiées de premier rang de série C. Le 8 août 2018, Emera a annoncé que, compte tenu de tous les avis de conversion reçus de la part des porteurs, aucune action privilégiée de premier rang de série C ne serait convertie en actions privilégiées de premier rang de série D.

Le 7 janvier 2020, Emera a annoncé qu'elle ne rachèterait pas les 8 000 000 d'actions privilégiées de premier rang de série F. 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 2020 ou de conserver leurs actions privilégiées de premier rang de série F. Le 6 février 2020, 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.

Émission d'actions ordinaires

Le 28 décembre 2017, Emera a réalisé un placement de 14 614 000 actions ordinaires, au prix de 47,90 \$ par action ordinaire. Le produit brut total et le produit net du placement se sont établis respectivement à 700 millions de dollars et à 680 millions de dollars. Le produit du placement a été affecté aux initiatives de croissance de la société, ainsi qu'au financement des frais généraux de la société, notamment pour réduire l'encours de la dette et pour financer des dépenses en immobilisations dans le cours normal des activités.

Pour plus de précisions sur les dernières activités de financement d'Emera et de ses filiales par secteur, se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » dans le rapport de gestion.

Réforme fiscale américaine

La Loi sur les réductions d'impôt et les emplois aux États-Unis a été promulguée le 22 décembre 2017. Pour en savoir plus sur les incidences de cette loi sur les états financiers d'Emera, se reporter au rapport de gestion, dont un exemplaire a été déposé par voie électronique sur le site Web de SEDAR à l'adresse www.sedar.com sous le profil d'Emera.

FACTEURS DE RISQUE

Se reporter aux rubriques « Risque d'entreprise et gestion du risque » du rapport de gestion et « Principaux risques financiers et incertitudes » de la note Engagements et éventualités qui figurent dans les états financiers d'Emera pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, lesquels sont intégrés aux présentes par renvoi, et dont des exemplaires ont été déposés par voie électronique sur le site Web de SEDAR à l'adresse www.sedar.com sous le profil d'Emera.

Une épidémie de maladie infectieuse, une pandémie ou une menace similaire pour la santé publique, comme la pandémie de la COVID-19, ou la crainte liée à l'un des éléments précédents, pourrait avoir une incidence négative sur la société en provoquant des retards et des interruptions dans l'exploitation, la chaîne d'approvisionnement et le développement de projets, des pénuries de main-d'œuvre et des fermetures (notamment en raison de règlements gouvernementaux et de mesures de prévention), ce qui pourrait avoir une incidence négative sur les activités de la société.

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

L'ampleur de la pandémie de la COVID-19 en cours et son incidence future sur la société sont incertaines. La société maintient des plans d'urgence en cas de pandémie et des plans d'urgence visant à assurer la poursuite des activités dans chacune de ses entités afin de gérer et d'atténuer l'incidence de toute menace pour la santé publique de ce type.

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 2019, 242 478 188 actions ordinaires, 3 864 636 actions privilégiées de premier rang de série A, 2 135 364 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, 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, 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 2019, 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 % 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 et les actions privilégiées de premier rang de série H, 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⁽¹⁾ suivantes par les agences de notation :

	Moody's	S&P	Fitch
Titres de la société	Baa3	BBB	BBB
Perspectives	Stable	Stable	Stable
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)	s.o.

- (1) 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.

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

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

Le 24 mars 2020, S&P a modifié sa note pour Emera, la faisant passer de BBB+ à BBB, en remplaçant sa perspective négative à l'égard d'Emera par une perspective stable. S&P indique comme motif pour ce changement le fait que le ratio d'Emera des fonds provenant des activités d'exploitation à la dette ne s'est pas situé systématiquement au-dessus du seuil de 12 % nécessaire pour maintenir la note de BBB+.

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 de série A, aux actions privilégiées de premier rang de série B, aux actions privilégiées de premier rang de série C, aux actions privilégiées de premier rang de série E, aux actions privilégiées de premier rang de série F et aux actions privilégiées de premier rang de série H 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.

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. Emera a fourni des prévisions de croissance annuelle des dividendes de quatre à cinq pour cent jusqu'en 2022. La société vise un ratio de distribution des dividendes à long terme de 70 à 75 pour cent, et bien que le ratio de distribution risque de dépasser cette cible au cours de la période envisagée, il devrait retourner à ce pourcentage avec le temps.

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 2019, l'escompte est passé de 5 pour cent à 2 pour cent à compter du versement du dividende du 15 août 2019.

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	2019	2018	2017
Actions ordinaires ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾	2,3750 \$	2,2825 \$	2,1325 \$
Actions privilégiées de premier rang de série A	0,6388 \$	0,6388 \$	0,6388 \$
Actions privilégiées de premier rang de série B	0,8727 \$	0,7570 \$	0,6032 \$
Actions privilégiées de premier rang de série C ⁽⁴⁾	1,18024 \$	1,06381 \$	1,0250 \$
Actions privilégiées de premier rang de série E	1,1250 \$	1,1250 \$	1,1250 \$
Actions privilégiées de premier rang de série F	1,0625 \$	1,0625 \$	1,0625 \$
Actions privilégiées de premier rang de série H ⁽⁵⁾	1,2250 \$	0,56132 \$	s.o.

- (1) Le 29 septembre 2017, Emera a approuvé une majoration du taux de dividendes ordinaires annuel de 2,09 \$ à 2,26 \$. Un premier paiement a été effectué en novembre 2017.
- (2) Le 9 août 2018, Emera a approuvé une majoration du taux de dividendes ordinaires annuel de 2,26 \$ à 2,35 \$. Un premier paiement a été effectué en novembre 2018.
- (3) Le 27 septembre 2019, Emera a approuvé une majoration du taux de dividendes ordinaires annuel de 2,35 \$ à 2,45 \$. Un premier paiement a été effectué en novembre 2019.
- (4) Le taux de dividende annuel des actions privilégiées de premier rang de série C a été rajusté de 1,0250 \$ à 1,8024 \$ pour la période de cinq ans débutant le 15 août 2018 et se terminant le 14 août 2023 (inclusivement).
- (5) Les actions privilégiées de premier rang de série H ayant un taux de dividendes annuel de 1,2250 \$ (par action) ont été émises le 31 mai 2018.

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 et les actions privilégiées de premier rang de série H 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 » et « EMA.PR.H », 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 2019 figurent à l'annexe C de la présente notice annuelle.

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

Le 11 juillet 2019, Emera a mis sur pied un programme ACM qui permet à la société d'émettre au public jusqu'à 600 millions de dollars de nouvelles actions ordinaires au prix courant du marché, à l'occasion et selon son gré. Le programme ACM a été établi en vertu d'un supplément au prospectus préalable de base simplifié de la société, qui demeurera en vigueur jusqu'au 14 juillet 2021. En 2019, environ 1,8 million d'actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM à un prix moyen de 56,56 \$ l'action pour un produit brut de 100 millions de dollars (98,7 millions de dollars après les frais d'émission). Au 31 décembre 2019, une limite de ventes brutes globale de 500 millions de dollars était toujours disponible aux fins d'émission aux termes du programme ACM.

Au cours du premier trimestre de 2020, environ 982 982 actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM à un prix moyen de 59,79 \$ l'action, pour un produit brut de 58,8 millions de dollars

(58,0 millions de dollars déduction faite des frais d'émission). Au 30 mars 2020, une limite de ventes brutes globale de 441,2 millions de dollars était toujours disponible aux fins d'émission aux termes du programme ACM.

ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Administrateurs

Les renseignements qui suivent sont fournis pour chaque administrateur d'Emera au 31 décembre 2019 :

Nom, lieu de résidence et principale fonction au cours des cinq derniers exercices	Administrateur depuis ⁽¹⁾	Comités ⁽²⁾
M. Jacqueline Sheppard (présidente), Calgary (Alberta) Canada Présidente du conseil depuis mai 2014. Administratrice d'Alberta Investment Management Corporation (AIMCo), société de gestion de placements institutionnels. Ancienne vice-présidente directrice, Affaires générales et juridiques, de Talisman Energy Inc. Ancienne présidente du conseil d'administration de la Research and Development Corporation, société d'État de Terre-Neuve-et-Labrador. Fondatrice et administratrice principale de Black Swan Energy Inc., société énergétique en amont albertaine qui est financée par des capitaux privés. Ancienne administratrice de Cairn Energy PLC, société en amont internationale cotée en bourse et établie au Royaume-Uni. Administratrice de Seven Generations Energy Ltd., société énergétique cotée en bourse axée sur la mise en valeur du gaz naturel au Canada.	2009	(3)
Scott C. Balfour, Halifax (Nouvelle-Écosse) Canada Administrateur et président et chef de la direction d'Emera depuis le 29 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 également 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	(4)
James V. Bertram, Calgary (Alberta) Canada Président du conseil de Keyera Corporation. Ancien président et chef de l'exploitation de Keyera, de sa constitution en 2003 jusqu'en 2015, année où il est devenu président-directeur du conseil. Anciennement vice-président, Commercialisation des activités internationales de Gulf Canada. Administrateur de Methanex Corporation, plus grand producteur et fournisseur de méthanol aux principaux marchés internationaux.	2018	Membre du comité de gestion des ressources et de rémunération et président du comité sur la santé, la sécurité et l'environnement
Sylvia D. Chrominska, Stratford (Ontario) Canada Ancienne chef du groupe Ressources humaines et Communications mondiales de la Banque Scotia, où elle était responsable des ressources humaines, des communications d'entreprise, des relations gouvernementales, des politiques publiques et de la responsabilité sociale du Groupe Banque Scotia à l'échelle internationale. Ancienne présidente du conseil de Scotia Group Jamaica Limited et ancienne présidente du conseil de Scotiabank Trinidad and Tobago Limited. Administratrice de Corporation Wajax et de l'Office d'investissement du régime de pensions du Canada.	2010	Présidente du comité de gestion des ressources et de rémunération

Nom, lieu de résidence et principale fonction au cours des cinq derniers exercices	Administrateur depuis ⁽¹⁾	Comités ⁽²⁾
Henry E. Demone, Lunenburg (Nouvelle-Écosse) Canada Ancien président du conseil d'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 d'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 d'High Liner Foods d'août 2017 à avril 2018. Administrateur de Saputo inc.	2014	Membre du comité des candidatures et de gouvernance et du comité de gestion des ressources et de rémunération
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, société énergétique qui dessert 16 millions de Californiens sur un territoire de service de 70 000 milles carrés dans le nord et le centre de la Californie.	2017	Membre du comité d'audit et du comité sur la santé, la sécurité et l'environnement
B. Lynn Loewen, FCPA, FCA, Westmount (Québec) Canada Ancienne présidente de Minogue Medical Inc., entreprise de soins de santé qui vend des technologies médicales innovatrices à des hôpitaux et des cliniques médicales. Présidente d'Expertech Network Installation Inc. de 2008 à 2011.	2013	Membre du comité d'audit et du comité sur la santé, la sécurité et l'environnement
Donald A. Pether, Dundas (Ontario) Canada Ancien président du conseil et chef de la direction d'ArcelorMittal Dofasco Inc., producteur d'acier canadien. Administrateur de Samuel, Son & Co. Ltd. et de Schlegel Health Care Inc. Ancien président du conseil de l'Association canadienne des producteurs d'acier et ancien administrateur du American Iron and Steel Institute. Docteur en droit honoris causa de l'Université McMaster. Membre du conseil des gouverneurs de la Art Gallery of Hamilton, du conseil de la Fondation du Musée des beaux-arts du Canada et du conseil de la Fondation des Prix Ernest C. Manning.	2008	Membre du comité sur la santé, la sécurité et l'environnement et président du comité des candidatures et de gouvernance
John B. Ramil, Tampa, Floride, États-Unis Ancien président et chef de la direction de TECO Energy. Il a occupé divers postes de direction depuis quatre décennies auprès de Tampa Electric. Ancien administrateur d'Edison Electric Institute, association industrielle. Président du conseil de GuideWell Mutual Holding Corporation et de Blue Cross and Blue Shield of Florida. Membre du Florida Council of 100, administrateur du Moffitt Cancer Center Institute et fiduciaire et ancien président de l'Université de Floride du Sud. Ancien membre du conseil de Tampa Bay Partnership.	2016	Membre du comité sur la santé, la sécurité et l'environnement
Andrea S. Rosen, Toronto (Ontario) Canada Ancienne vice-présidente du conseil du Groupe Financier Banque TD et présidente de TD Canada Trust. Administratrice de la Société Financière Manuvie, compagnie d'assurance d'envergure internationale et fournisseur de services financiers du Canada, de Ceridian HCM Holding Inc., société de logiciels pour la gestion des ressources humaines, et d'Element Fleet Management Corp., une entreprise internationale de gestion de parcs de véhicules qui fournit des services et du financement pour les parcs de véhicules commerciaux. Ancienne administratrice d'Alberta Investment Management Corporation. Ancienne administratrice de Hiscox Ltd., société de produits d'assurance spécialisés constituée sous le régime des Bermudes et cotée à la Bourse de Londres.	2007	Présidente du comité d'audit et membre du comité des candidatures et de gouvernance

Nom, lieu de résidence et principale fonction au cours des cinq derniers exercices	Administrateur depuis ⁽¹⁾	Comités ⁽²⁾
Richard P. Sergel, Boston, Massachusetts, États-Unis Ancien président et chef de la direction de la North American Electric Reliability Corporation (NERC). Ancien président et chef de la direction de National Grid USA, de 2000 à 2004, et ancien président et chef de la direction du New England Electric System. Actuel administrateur de la State Street Corporation. A siégé au conseil d'Edison Electric Institute et du Consortium for Energy Efficiency.	2010	Membre du comité d'audit et du comité des candidatures et de gouvernance
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. Ancien président et chef de la direction d'Inmet Mining Corporation, société de métaux canadienne d'envergure internationale. M. Tilk est administrateur d'AngloGold Ashanti Limited, société aurifère d'envergure internationale cotée en bourse ayant son siège social à Johannesburg, en Afrique du Sud. Il est également administrateur de la Princess Margaret Cancer Foundation, organisme sans but lucratif. Ancien président du conseil d'administration de Canpotex Limited. Ancien administrateur du Fertilizer Institute et de l'International Fertilizer Association.	2018	Membre du comité d'audit et du comité de gestion des ressources et de rémunération

- (1) 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.
- (2) Membre du comité d'audit, du comité des candidatures et de gouvernance, du comité de gestion des ressources et de rémunération et du comité sur la santé, la sécurité et l'environnement.
- (3) 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.
- (4) M. Balfour n'est membre d'aucun comité étant donné qu'il est le président et chef de la direction de la société.

Membres de la haute direction

Au 31 décembre 2019, 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 le 29 mars 2018. ⁽¹⁾
Gregory W. Blunden, FCPA, FCA Chef des finances Halifax (Nouvelle-Écosse) Canada	Chef des finances depuis mars 2016. Auparavant, vice-président, Stratégie d'entreprise et planification d'Emera et, avant cela, vice-président directeur, Services à la clientèle, administratifs et financiers de NSPI.
Robert Hanf Vice-président directeur, Relations avec les parties prenantes et affaires réglementaires ⁽²⁾ Halifax (Nouvelle-Écosse) Canada	Vice-président directeur, Relations avec les parties prenantes et affaires réglementaires depuis août 2016. Auparavant, président et chef de la direction de NSPI jusqu'en août 2016 et, auparavant, chef du contentieux d'Emera.
Karen E. Hutt Vice-présidente directrice, Expansion des affaires et stratégie Halifax (Nouvelle-Écosse) Canada	Vice-présidente directrice, Expansion des affaires et stratégie depuis le 21 octobre 2019. Auparavant, présidente et chef de la direction de NSPI depuis août 2016. De mai 2015 à juillet 2016, elle a rempli les fonctions de vice-présidente des fusions et acquisitions d'Emera et, d'août 2010 à avril 2015, celles de vice-présidente directrice du commerce d'Emera Energy (elle a notamment été nommée présidente de Northeast Wind en novembre 2012).

Nom et lieu de résidence	Occupation principale au cours des cinq derniers exercices
Richard C. Janega Chef de l'exploitation, Services publics d'électricité - Canada, Nord-est des États-Unis et Caraïbes Halifax (Nouvelle-Écosse) Canada	Chef de l'exploitation, Services publics d'électricité - Canada, Nord-est des États-Unis et Caraïbes depuis le 31 mars 2018. Administrateur de NSPI depuis mai 2018. Administrateur et président et chef de la direction de NSPML. Président du conseil d'Emera Maine depuis 2018. Président et chef de la direction d'ENL. Président du conseil et président d'ECI ainsi que président du conseil de GBPC et de BLPC. Auparavant, chef de l'exploitation de NSPI.
Bruce A. Marchand Chef du contentieux et chef de la conformité Halifax (Nouvelle-Écosse) Canada	Chef de la conformité depuis le 1 ^{er} décembre 2014. Chef du contentieux depuis janvier 2012. Avant janvier 2012, associé principal du cabinet d'avocats McInnes Cooper.
R. Michael Roberts Chef des ressources humaines Halifax (Nouvelle-Écosse) Canada	Chef des ressources humaines d'Emera et de NSPI depuis le 1 ^{er} décembre 2014. Auparavant, président d'Optimum Talent Atlantic de Halifax. Auparavant, vice-président, Développement des affaires d'Irving Shipbuilding et vice-président, Ressources humaines de Bell Alliant.
Daniel P. Muldoon Vice-président à la direction, Développement de projets et soutien opérationnel Halifax (Nouvelle-Écosse) Canada	Vice-président à la direction, Développement de projets et soutien opérationnel. Président des conseils d'ENL, d'EBPC, d'Emera Technologies LLC et de NMGC. Administrateur d'Emera Maine, de TEC et de NSPML. Auparavant, vice-président directeur, Principales énergies renouvelables et de rechange depuis mai 2014.
Stephen D. Aftanas Secrétaire général Halifax (Nouvelle-Écosse) Canada	Secrétaire général d'Emera depuis septembre 2008. Secrétaire général de NSPI de septembre 2008 à décembre 2019.

- (1) L'occupation principale de M. Balfour au cours des cinq derniers exercices est détaillée dans le tableau des administrateurs ci-dessus.
- (2) Le départ à la retraite de M. Hanf a été annoncé en novembre 2019. M. Hanf prévoit prendre sa retraite au début de 2020.

Au 31 décembre 2019, les administrateurs et les membres de la haute direction étaient propriétaires véritables d'environ 139 654 actions ordinaires ou exerçaient un contrôle sur celles-ci, directement ou indirectement, soit moins de 1 % des actions émises et en circulation d'Emera.

COMITÉ D'AUDIT

Le comité d'audit d'Emera se compose des cinq membres suivants, lesquels sont tous des administrateurs indépendants, à savoir : Andrea S. Rosen (présidente), Kent M. Harvey, B. Lynn Loewen, Richard P. Sergel et Jochen E. Tilk. 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 :

Andrea S. Rosen, présidente du comité

Vice-présidente du conseil du Groupe Financier Banque TD et présidente de TD Canada Trust de 2002 à 2005. De 2001 à 2002, vice-présidente directrice de Services bancaires commerciaux TD et vice-présidente du conseil de Valeurs mobilières TD. Avant d'entrer au service de la Banque TD, vice-présidente de Varity Corporation de 1991 à 1994 et employée auprès de Wood Gundy Inc. (qui est devenue CIBC-Wood Gundy), où elle a occupé divers postes de 1981 à 1990, et est ensuite devenue vice-présidente et administratrice. Elle est titulaire d'un baccalauréat en droit de l'Osgoode Hall Law School et d'une maîtrise en administration des affaires de la Schulich School of Business de l'Université York en plus d'un baccalauréat ès arts de l'Université Yale. M^{me} Rosen est administratrice et membre du comité d'audit de Ceridian HCM Holding Inc., société de logiciels pour la gestion des ressources humaines, et administratrice et membre du comité d'audit de la Société Financière Manuvie, émetteur coté à la Bourse de Toronto, au New York Stock Exchange, au Hong Kong Stock Exchange et aux Philippines Stock Exchange. Elle est également administratrice d'Element Fleet Management Corp., entreprise internationale de gestion de parcs de véhicules. Ancienne administratrice et membre du comité d'audit de Hiscox Ltd., société de produits d'assurance spécialisés constituée sous le régime des Bermudes et cotée à la Bourse de Londres, et ancienne administratrice de l'Alberta Investment Management Corporation. Membre du conseil d'administration de l'Institut des administrateurs de sociétés.

B. Lynn Loewen, FCPA, FCA

Ancienne présidente de Minogue Medical Inc., organisme de soins de santé qui fournit des technologies médicales novatrices aux hôpitaux et aux cliniques. Fellow de l'Institut des comptables agréés, elle a occupé de nombreux postes de direction chez Bell Canada, Air Canada Jazz et Air Nova, et elle a été vice-présidente, Contrôles financiers, de BCE. Elle a été présidente du comité d'audit du Public Sector Pension Investment Board et présidente du comité des finances et de l'administration (*Finance and Administration Committee*) de l'Université Mount Allison. En janvier 2018, elle a été nommée chancelière de l'Université Mount Allison. Elle est titulaire d'un baccalauréat en commerce de cette université.

Kent M. Harvey

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, 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 (systèmes économiques), les deux de l'Université Stanford.

Richard P. Sergel

M. Sergel a été président et chef de la direction de la North American Electric Reliability Corporation (« NERC »), un organisme de réglementation pour le réseau d'énergie en bloc en Amérique du Nord. Il a auparavant été président et chef de la direction de National Grid USA et de la société qu'elle a remplacée, New England Electric System, de 1998 à 2004. M. Sergel est actuellement administrateur de société et administrateur de State Street Corporation. Il a précédemment siégé au conseil de l'Edison Electric Institute et de United Way of the Merrimac Valley. Il a également été président du conseil du Consortium for Energy Efficiency. M. Sergel est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en mathématiques de la Florida State University, d'une maîtrise ès sciences en mathématiques appliquées de la North Carolina State University et d'une maîtrise en administration des affaires de la University of Miami.

Jochen E. Tilk

Ancien président exécutif de Nutrien Inc., 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. Auparavant, M. Tilk a travaillé 25 ans au sein d'Inmet Mining Corporation, société canadienne d'envergure internationale œuvrant dans le secteur des métaux, occupant pendant 5 de ces années le poste de président et chef de la direction. M. Tilk est administrateur d'AngloGold Ashanti Limited, société aurifère d'envergure internationale cotée en bourse ayant son siège social à Johannesburg, en Afrique du Sud. Il est également administrateur de la Princess Margaret Cancer Foundation, organisme sans but lucratif. Il est l'ancien président du conseil d'administration de Canpotex Limited. Il a été administrateur du Fertilizer Institute et de l'International Fertilizer Association. Il a obtenu sa maîtrise en génie minier du Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule, université de recherche située à Aachen, en Rhénanie-du-Nord-Westphalie, en Allemagne.

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 2019 et 2018 s'établit comme suit :

Honoraires pour services	2019 (\$)	2018 (\$)
Honoraires d'audit	2 431 160	2 540 734
Honoraires pour services liés à l'audit	108 000	154 300
Honoraires pour services fiscaux	311 665	282 326
Autres honoraires	-	13 500
Total	2 850 825	2 990 860

Les honoraires pour services liés à l'audit à l'égard d'Emera ont trait aux consultations en matière de comptabilité et de communication de l'information. Les honoraires pour services fiscaux ont trait au montage du financement outre-frontière des filiales et des membres du groupe d'Emera, ainsi qu'aux services en matière de conformité fiscale et services de conseil généraux en matière de fiscalité touchant à diverses questions. Les autres honoraires se rapportent à d'autres services de consultation.

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) 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.

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 2019 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

AST Canada 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 d'AST Canada 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 sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com 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 de même que dans le rapport de gestion d'Emera pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

En tout temps, Emera fournira à toute personne qui en fait la demande au secrétaire général, une copie du code de conduite d'Emera.

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.

« **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.

« **actifs de transport du Labrador** » désigne le projet de transport de l'électricité du Labrador entre Muskrat Falls et les Chutes Churchill.

« **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.

« **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.

« **AST Canada** » désigne Société de fiducie AST (Canada).

« **Bangor Hydro** » désigne Bangor Hydro Electric Company, société de services publics assurant le transport et la distribution d'électricité constituée sous le régime des lois de l'État du Maine et filiale indirecte en propriété exclusive d'Emera. Bangor Hydro a fusionné avec MPS le 1^{er} janvier 2014 pour former Emera Maine.

« **Bayside** » désigne une centrale électrique alimentée au gaz de 290 MW située à Saint John, au Nouveau-Brunswick.

« **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 % et qui exploite une centrale hydroélectrique à réserve pompée de 600 MW.

« **bénéfice net ajusté** » a le sens qui est donné à ce terme à la rubrique « Unités de mesure financières non conformes aux PCGR » 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.sedar.com.

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

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

« **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.

« **CAGA** » désigne la clause d'ajustement relatif au gaz acheté.

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

« **CCR** » désigne le centre de conduite du réseau de NSPI.

« **centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre** » ou « **CGNNA** » désigne trois centrales au gaz naturel à cycle combiné de 1 115 MW situées dans le nord-est des États-Unis, soit Bridgeport Energy (560 MW) à Bridgeport, au Connecticut; Tiverton Power (290 MW), à Tiverton, au Rhode Island; et Rumford Power (265 MW), à Rumford, au Maine.

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

« **COVID-19** » désigne le nouveau coronavirus COVID-19;

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

« **CSAPR** » désigne la règle intitulée *Cross-State Air Pollution Rule*.

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

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

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

« **date de fixation du taux d'intérêt** » désigne le 15 juin 2026 et chaque trimestre par la suite lorsque des billets hybrides sont en circulation, jusqu'à leur échéance, le 15 juin 2076.

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

« **dispense** » désigne la dispense accordée à Emera par les autorités canadiennes de réglementation en valeurs mobilières lui permettant de continuer de déclarer ses résultats financiers conformément aux PCGR des É.-U.

« **dispense en vertu de la loi sur les sociétés** » désigne une ordonnance de la Commission des valeurs mobilières de la Nouvelle-Écosse en vertu de la loi intitulée *Companies Act* (Nouvelle-Écosse) permettant à Emera d'être dispensée de l'exigence de préparer ses états financiers annuels conformément aux IFRS.

« **Domlec** » désigne Dominica Electricity Services Limited, société de services publics d'électricité intégrée de l'île la Dominique constituée sous le régime des lois du Commonwealth de la Dominique et filiale indirecte d'Emera, par l'intermédiaire d'ECI.

« **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.

« **EMCOS** » désigne Eastern Massachusetts Consumer-Owned Systems.

« **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 Emera Energy Inc., filiale en propriété exclusive directe d'Emera, issue d'une fusion sous le régime des lois de la province de la Nouvelle-Écosse, et Emera Energy LP, filiale en propriété exclusive d'Emera constituée sous le régime des lois de la Nouvelle-Écosse, et inclut collectivement les activités d'Emera Energy Services et de Brooklyn Energy.

« **Emera Energy Services** » ou « **EES** » désigne Emera Energy Services, Inc., société de négociation et de commercialisation de gaz naturel et d'électricité constituée sous le régime des lois de l'État du

Delaware et filiale en propriété exclusive indirecte d'Emera Energy Inc.

« **Emera Maine** » désigne la société issue de la fusion de Bangor Hydro et de MPS sous le régime des lois de l'État du Maine le 1^{er} janvier 2014; filiale en propriété exclusive indirecte d'Emera.

« **Emera Utility Services** » désigne Emera Utility Services Inc., société constituée sous le régime des lois de la province du Nouveau-Brunswick et filiale en propriété exclusive directe d'Emera, qui construisait auparavant des services publics dans les provinces de l'Atlantique.

« **ENL** » ou « **Emera Newfoundland & Labrador** » désigne Emera Newfoundland and Labrador Holdings Incorporated, société constituée sous le régime des lois de la province de Terre-Neuve-et-Labrador et filiale en propriété exclusive directe d'Emera et société mère de NSP Maritime Link Inc. et d'ENL Island Link Inc.

« **ENL Island Link Inc.** » désigne ENL Island Link Incorporated, société constituée sous le régime des lois de la province de Terre-Neuve-et-Labrador et filiale en propriété exclusive directe d'ENL.

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

« **État** » désigne un État des États-Unis et comprend, lorsque le contexte l'exige, le gouvernement de l'État.

« **États-Unis** » désigne les États-Unis d'Amérique.

« **EUHL** » désigne Emera Utilities Holdings Ltd., société constituée sous le régime des lois de la Barbade, filiale en propriété exclusive indirecte d'Emera et société mère directe et indirecte d'ICDU et de GBPC.

« **Fair Trading Commission, Barbados** » ou « **FTC** » désigne l'autorité de réglementation indépendante 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 Canaport près de Saint John, au Nouveau-Brunswick, à des marchés situés dans le nord-est des États-Unis, détenu en propriété directe par EBPC. Le gazoduc Brunswick traverse le sud-ouest du Nouveau-Brunswick et est connecté à M&NP à la

frontière Canada/États-Unis près de Baileyville, dans le Maine.

« **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 directe et indirecte d'EUHL.

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

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

« **ICDU** » désigne ICD Utilities Limited, société constituée sous le régime des lois du Commonwealth des Bahamas et filiale directe d'EUHL.

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

« **infrastructure de comptage avancé de la consommation** » a le sens d'infrastructure de comptage avancé de la consommation.

« **IRCD** » désigne l'Independent Regulatory Commission, à la Dominique, autorité de réglementation indépendante de Domlec.

« **ISO-NE** » désigne ISO-New England, organisme de transport régional indépendant sans but lucratif qui supervise l'exploitation du réseau d'alimentation en électricité et des lignes de transport collectif de l'électricité de Nouvelle-Angleterre, produits et transportés par ses services publics membres.

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

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

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

« **Loi sur le plan en matière d'électricité** » désigne la loi intitulée *Electricity Plan Implementation (2015) Act* (Nouvelle-Écosse).

« **Loi sur les réductions d'impôt et les emplois aux États-Unis** » désigne la loi des États-Unis intitulée *Tax Cuts and Jobs Act of 2017*.

« **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 19,1 % 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 %.

« **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.

« **MPS** » désigne Maine Public Service Company, société de services publics qui assure le transport et la distribution d'électricité constituée sous le régime des lois de l'État du Maine; MPS a fusionné avec Bangor Hydro le 1^{er} janvier 2014 pour former Emera Maine.

« **MPUC** » désigne la Maine Public Utilities Commission, l'autorité de réglementation indépendante d'Emera Maine.

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

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

« **Nalcor** » désigne Nalcor Energy, 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.

« **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.

« **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 2019 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.

« **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.

« **OATT** » désigne l'ISO-NE aOpen Access Transmission Tariff.

« **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.

« **PGS** » désigne la division Peoples Gas System de TEC, service public réglementé de distribution de gaz desservant des clients dans l'ensemble de la 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.

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

« **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 Nalcor, qui vise à permettre le transport de l'électricité

de Muskrat Falls entre le Labrador et l'île de Terre-Neuve.

« **projet éolien Sable** » désigne un parc éolien d'une capacité de 14 MW situé près de Canso, en Nouvelle-Écosse.

« **projet éolien South Canoe** » désigne un parc éolien de 102 MW près de New Russell en Nouvelle-Écosse.

« **province** » désigne une province du Canada et comprend, lorsque le contexte l'exige, le gouvernement provincial.

« **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.

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

« **rapport de gestion** » désigne le rapport de gestion d'Emera pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, qu'il est possible de consulter électroniquement sur SEDAR, sous le profil d'Emera, au www.sedar.com.

« **RCE** » désigne la Régie de l'énergie du Canada, anciennement l'Office national de l'énergie, qui est l'organisme de réglementation indépendant d'EBPC.

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

« **RECL** » désigne Repsol Energy Canada Ltd.

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

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

« **Région ISO du centre du continent** » désigne la Région ISO du centre du continent.

« **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 % 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 RECL.

« **S&P** » désigne l'agence de notation Standard & Poor's Rating Services.

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

« **SEC** » désigne la Securities and Exchange Commission des États-Unis.

« **SEDAR** » désigne le Système électronique de données, d'analyse et de recherche.

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

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

« **société** » désigne Emera.

« **Tampa Electric** » désigne la division Tampa Electric de TEC, service public réglementé du secteur électrique desservant des clients dans le centre-ouest de la Floride.

« **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, filiale en propriété exclusive de TECO Energy, constituée sous le régime des lois de l'État de la Floride, et les services publics d'électricité et de gaz réglementés en Floride; collectivement, Tampa Electric et PGS.

« **TECO Energy** » désigne TECO Energy, Inc., société de portefeuille du secteur de l'énergie constituée sous le régime des lois de l'État de la Floride qui détient des entreprises de services publics d'électricité et de gaz naturel réglementées en Floride et au Nouveau-Mexique.

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

ANNEXE B

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

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 et I

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 et H 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, dans le cas des actions privilégiées de série H, d'un rajustement minimal fixe de 4,90 %). Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série A, C, F et H ont le droit de convertir leurs actions en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang de série B, D, G et I, 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 et I 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 et H, 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 et I, 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 et H ont le droit de convertir une portion ou la totalité de leurs actions privilégiées de premier rang de série A, C, F et H en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang de série B, D, G et I, respectivement. En outre, Emera peut convertir automatiquement les actions privilégiées de premier rang de série A, C, F, et H en actions privilégiées de premier rang de série B, D, G et I, 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 et H 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 et I, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série B, D, G et I ont le droit de convertir une portion ou la totalité de leurs actions privilégiées de premier rang de série B, D, G et I en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang de série A, C, F et H, respectivement. En outre, Emera peut convertir automatiquement les actions privilégiées de premier rang de série B, D, G et I en actions privilégiées de premier rang de série A, C, F et H, 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 et I 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. Emera peut 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 25,75 \$ par action si elles sont rachetées 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.

Série d'actions privilégiées de premier rang	Date de rachat initiale	Rachat/conversion/dates de fixation du taux d'intérêt	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 %

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 2019, 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 2019

	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 ⁽³⁾
Décembre 2019									
Haut (\$)	55,86	21,01	10,75	14,20	14,36	18,69	21,58	17,50	25,37
Bas (\$)	53,42	20,24	10,18	13,37	13,31	17,25	21,16	16,44	24,85
Volume d'opérations	14 581 660	0	0,00	169 339	21 954	307 620	54 463	155 391	189 043
Novembre 2019									
Haut (\$)	55,42	20,52	10,21	14,10	13,90	18,10	21,26	16,86	25,25
Bas (\$)	51,50	19,37	9,60	13,15	13,05	17,41	21,00	16,18	24,86
Volume d'opérations	28 280 826	0	25,588	152 079	34 047	247 545	102 399	137 754	439 932
Octobre 2019									
Haut (\$)	58,60	21,66	10,73	13,27	13,38	18,21	21,50	16,99	25,09
Bas (\$)	53,91	20,43	10,18	12,42	12,62	17,33	20,71	16,14	24,62
Volume d'opérations	29 200 291	0	364	133 805	43 730	511 733	100 883	222 329	335 161
Septembre 2019									
Haut (\$)	58,89	21,74	11,12	13,98	13,52	18,48	20,90	17,10	25,00
Bas (\$)	55,22	20,95	10,41	12,70	12,39	17,31	20,20	15,96	24,50
Volume d'opérations	15 956 652	0	0	55 100	14 675	281 615	58 557	117 177	201 277
Août 2019									
Haut (\$)	57,72	21,26	10,18	14,08	14,25	19,01	20,70	17,55	24,78
Bas (\$)	53,90	20,43	10,00	11,87	12,09	16,57	19,99	14,97	24,32
Volume d'opérations	31 700 649	0	1 300	574 667	22 712	115 619	51 914	113 343	178 170
Juillet 2019									
Haut (\$)	55,42	20,61	10,16	14,49	15,14	19,51	21,00	17,94	24,69
Bas (\$)	53,44	20,15	10,00	13,71	13,50	18,64	20,50	17,08	24,15
Volume d'opérations	16 927 254	0	183	23 450	15 981	71 594	56 886	58 232	136 581
Juin 2019									
Haut (\$)	54,54	20,34	9,51	15,19	14,70	19,82	20,75	18,20	24,50
Bas (\$)	52,00	19,01	9,41	13,42	13,56	18,25	20,11	16,69	23,01
Volume d'opérations	21 339 651	0	1 757	114 717	12 558	243 636	39 778	64 642	177 748
Mai 2019									
Haut (\$)	52,12	21,50	9,41	15,60	15,61	20,41	20,53	19,22	24,11
Bas (\$)	49,98	18,43	9,32	14,99	14,80	19,53	20,28	17,90	23,25
Volume d'opérations	15 834 164	1 575	913	23 400	14 300	166 325	222 336	76 008	202 572
Avril 2019									
Haut (\$)	50,90	18,74	9,53	16,18	16,11	20,75	20,90	19,61	24,16
Bas (\$)	49,53	18,34	9,28	15,59	15,53	20,03	20,50	18,96	23,44
Volume d'opérations	17 456 208	0	0	32 445	7 425	269 764	63 483	51 036	239 791
Mars 2019									
Haut (\$)	51,05	18,66	9,02	16,15	16,19	20,83	21,31	19,97	23,97
Bas (\$)	46,80	17,46	8,68	15,49	14,77	19,66	19,94	19,09	22,49
Volume d'opérations	18 567 449	0	273	29 373	20 780	97 711	84 209	69 467	423 374
Février 2019									
Haut (\$)	46,94	17,53	8,60	15,75	16,25	20,82	20,19	20,01	23,50
Bas (\$)	45,57	17,16	8,00	15,28	15,23	19,70	19,81	19,28	22,75
Volume d'opérations	11 904 157	0	1 369	21 632	37 117	91 957	62 648	56 226	210 405
Janvier 2019									
Haut (\$)	46,56	17,16	8,00	16,75	16,60	22,19	20,40	21,98	24,80
Bas (\$)	42,82	15,72	7,96	15,26	15,19	19,70	19,23	17,94	22,99
Volume d'opérations	18 450 353	0	91	50 956	16 056	210 642	70 750	315 707	313 236

- (1) Les CTD barbadiens étaient inscrits à la cote de la BSE en 2019. Pour les mois où le volume d'opérations était de zéro (0), le tableau ci-dessus représente 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 étaient inscrits à la cote de la BISX en 2019. Pour les mois où le volume d'opérations était de zéro (0), le tableau ci-dessus représente les cours extrêmes des CTD bahamiens par rapport à ceux des actions ordinaires d'Emera inscrites à la cote de la TSX.
- (3) Les actions privilégiées de premier rang de série H ont commencé à être négociées à la cote de la TSX le 31 mai 2018.

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 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). Après avoir examiné le rapport susmentionné et les travaux effectués par les auditeurs externes pendant l'année, le comité évalue les qualifications, le rendement, le scepticisme professionnel et l'indépendance des auditeurs. Cette évaluation inclut l'examen et l'évaluation de l'associé responsable de l'audit et tient compte des opinions de la direction et de l'auditeur interne. 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. Le comité fait des recommandations au conseil quant aux mesures qu'il juge appropriées pour protéger et améliorer l'indépendance de l'auditeur externe.
- e) Chaque année, le comité examine l'expérience et les compétences des membres de l'équipe responsable de l'audit et évalue le rendement de l'auditeur externe, y compris l'efficacité de celui-ci et la qualité des services qu'il fournit et, 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.
- f) 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.
- g) 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 examine, de concert avec l'auditeur externe, les auditeurs internes et la direction (i) la fonction d'audit en général; (ii) les objectifs, la dotation en personnel, les

emplacements, la coordination, la dépendance envers la direction et la fonction d'audit interne; (iii) pour les filiales, la dépendance envers l'audit externe; (iv) la stratégie générale d'audit, l'étendue des audits des états financiers d'Emera et de ses filiales dont l'exécution est envisagée; (v) les plans d'audit généraux; (vi) les responsabilités de la direction, des auditeurs internes et de l'auditeur externe; (vii) les procédés d'audit devant être mis en œuvre; et (viii) le calendrier d'application et les budgets estimatifs des audits.

- 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 les résultats des audits internes et externes avec la direction.
- d) 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 :
 - (i) approuve la nomination de l'auditeur en chef interne;
 - (ii) examine les modalités d'engagement de l'auditeur en chef interne;
 - (iii) participe à l'évaluation du rendement annuel de l'auditeur en chef interne et à l'établissement de la rémunération payable à l'auditeur en chef interne;
 - (iv) approuve le remplacement ou le licenciement de l'auditeur en chef interne.

Le comité approuve le mandat, les liens hiérarchiques, les activités, la dotation en personnel, la structure organisationnelle et le budget du service d'audit interne lorsque des changements sont nécessaires.

- b) Le comité examine et approuve le plan annuel d’audit interne et 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 les auditeurs internes. Le comité reçoit des rapports sur les conclusions et les recommandations importantes et les réponses de la direction.
- c) Le comité rencontre périodiquement les auditeurs internes pour discuter de la progression de leurs activités, des conclusions importantes qui découlent de leurs 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 des auditeurs internes, et examine, des résumés des rapports importants remis à la direction et préparés par les auditeurs internes 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 les auditeurs internes relativement à leurs rapports et recommandations, à la mise en œuvre de leurs recommandations antérieures et aux autres questions que les auditeurs internes portent à l’attention du comité.
- g) Chaque année, ou plus fréquemment s’il le juge nécessaire, le comité évalue les auditeurs internes, y compris leurs activités, leur structure organisationnelle ainsi que leurs compétences et leur efficacité. Les auditeurs internes confirment au comité qu’ils respectent leurs normes professionnelles applicables.
- h) Le comité évalue l’indépendance des auditeurs internes et fait des recommandations au conseil quant aux mesures qu’il juge appropriées pour protéger et améliorer l’indépendance des auditeurs internes.

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.

12. Autres responsabilités

Le comité :

- a) examine annuellement tous les programmes d’assurance;
- b) passe périodiquement en revue le processus observé par la direction pour repérer les cas de non-conformité aux exigences légales et réglementaires;
- c) chaque année, reçoit et examine un rapport sur la conformité des hauts dirigeants au code de conduite de la société;
- d) 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 de deux 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.