

EMERA INC.

États financiers consolidés

31 décembre 2023 et 2022

RAPPORT DE LA DIRECTION

Responsabilité de la direction pour les états financiers

Les états financiers consolidés ci-joints d'Emera Inc. et l'information contenue dans le présent rapport annuel sont la responsabilité de la direction et ont été approuvés par le conseil d'administration (le «conseil»).

Les états financiers consolidés ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis. Lorsqu'il était possible d'appliquer d'autres méthodes comptables, la direction a choisi celles qu'elle a jugées les plus appropriées dans les circonstances. L'utilisation d'estimations est parfois nécessaire dans la préparation de ces états financiers consolidés lorsque des opérations qui portent sur la période comptable écoulée ne peuvent être arrêtées avec certitude avant une période ultérieure. La direction croit qu'elle a établi ces estimations, qui sont adéquatement reflétées dans les états financiers consolidés ci-joints, en exerçant son jugement avec soin et en tenant compte d'un seuil d'importance relative raisonnable. La direction a déterminé ces montants de manière raisonnable, afin d'assurer que les états financiers consolidés sont présentés fidèlement à tous les égards importants. La direction a aussi préparé l'information financière présentée ailleurs dans le rapport annuel et s'est assurée de sa concordance avec les états financiers consolidés.

Emera Inc. maintient des systèmes de contrôles internes comptables et administratifs efficaces, moyennant un coût raisonnable. Ces systèmes sont conçus de manière à fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et exacte et que les actifs d'Emera Inc. sont correctement comptabilisés et bien protégés.

Le conseil est chargé d'assurer que la direction assume ses responsabilités à l'égard de la présentation de l'information financière et il est l'ultime responsable de l'examen et de l'approbation des états financiers consolidés. Le conseil s'acquitte de cette responsabilité principalement par l'entremise de son comité d'audit.

Le comité d'audit est nommé par le conseil, et ses membres sont des administrateurs qui ne sont ni des dirigeants ni des employés d'Emera Inc. Le comité d'audit rencontre périodiquement la direction, ainsi que les auditeurs internes et externes, afin de discuter des contrôles internes exercés sur le processus de présentation de l'information financière, des questions d'audit et des questions de présentation de l'information financière, de s'assurer que chaque partie remplit correctement ses fonctions et d'examiner le rapport annuel, les états financiers consolidés et le rapport des auditeurs indépendants. Le comité d'audit fait part de ses constatations au conseil pour que ce dernier s'y penche au moment d'approuver la publication des états financiers consolidés à l'intention des actionnaires. De plus, le comité d'audit étudie, afin de soumettre à l'examen du conseil et à l'approbation des actionnaires, la nomination des auditeurs indépendants.

Les états financiers consolidés ont été audités par les auditeurs indépendants, Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada et aux normes du Public Company Accounting Oversight Board. Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. a librement et pleinement accès au comité d'audit.

Le 26 février 2024

«*Scott Balfour*»
Président et chef de la direction

«*Gregory Blunden*»
Chef des finances

RAPPORT DE L'AUDITEUR INDÉPENDANT

Aux actionnaires et au conseil d'administration d'Emera Inc.

Opinion

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés d'Emera Inc. (la «société»), qui comprennent les bilans consolidés aux 31 décembre 2023 et 2022, et les états des résultats consolidés, les états du résultat étendu consolidés, les états des variations des capitaux propres consolidés et les états des flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos à ces dates, ainsi que les notes annexes, y compris le résumé des principales méthodes comptables.

À notre avis, les états financiers consolidés ci-joints donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière consolidée de la société aux 31 décembre 2023 et 2022, ainsi que des résultats consolidés de son exploitation et de ses flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos à ces dates, conformément aux principes comptables généralement reconnus («PCGR») des États-Unis.

Fondement de l'opinion

Nous avons effectué notre audit conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada. Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont plus amplement décrites dans la section «Responsabilités de l'auditeur à l'égard de l'audit des états financiers consolidés» du présent rapport. Nous sommes indépendants de la société conformément aux règles de déontologie qui s'appliquent à l'audit des états financiers consolidés au Canada et nous nous sommes acquittés des autres responsabilités déontologiques qui nous incombent selon ces règles. Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Questions clés de l'audit

Les questions clés de l'audit sont les questions qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importantes dans l'audit des états financiers consolidés de la période considérée. Ces questions ont été traitées dans le contexte de l'audit des états financiers consolidés pris dans leur ensemble et aux fins de la formation de l'opinion de l'auditeur sur ceux-ci, et nous n'exprimons pas une opinion distincte sur ces questions. Notre description de la façon dont chaque question ci-après a été traitée dans le cadre de l'audit est fournie dans ce contexte.

Nous nous sommes acquittés des responsabilités décrites dans la section «Responsabilités de l'auditeur à l'égard de l'audit des états financiers consolidés» du présent rapport, y compris à l'égard de ces questions. Par conséquent, notre audit a comporté la mise en œuvre de procédures conçues dans le but de répondre à notre évaluation des risques d'anomalies significatives dans les états financiers consolidés. Les résultats de nos procédures d'audit, y compris les procédures mises en œuvre pour répondre aux questions ci-après, fournissent le fondement de notre opinion d'audit sur les états financiers consolidés ci-joints.

Comptabilisation des effets de la réglementation des tarifs

Question clé de l'audit

Comme il est indiqué à la note 6 des états financiers consolidés, la société présente des actifs réglementaires de 3,1 milliards de dollars et des passifs réglementaires de 1,8 milliard de dollars. Les filiales à tarifs réglementés de la société sont assujetties à la réglementation de diverses autorités fédérales, étatiques et provinciales dans les régions où elles exercent leurs activités. Les tarifs réglementés sont conçus pour recouvrer les coûts prudemment engagés afin de fournir des produits ou services réglementés et permettent de dégager un rendement raisonnable sur le capital investi ou les actifs, selon le cas. Outre les actifs réglementaires et passifs réglementaires, la réglementation des tarifs a une incidence sur plusieurs postes des états financiers, y compris, mais sans s'y limiter, les immobilisations corporelles, les produits et les charges d'exploitation, les impôts sur les bénéfices et la dotation aux amortissements.

L'audit de l'incidence de la réglementation des tarifs sur les états financiers de la société est complexe et nécessite une grande part de jugement en raison des jugements importants portés par la société pour appuyer le traitement comptable des questions réglementaires et les informations fournies à cet effet lorsque les décisions ou ordonnances réglementaires définitives n'ont pas encore été rendues ou lorsque les formules réglementaires sont complexes. L'évaluation de l'incidence potentielle des décisions réglementaires futures sur les états financiers comporte également une part de subjectivité. Bien que la société s'attende à recouvrer les coûts par l'intermédiaire des tarifs imposés aux clients, il existe un risque que l'organisme de réglementation n'approuve pas le recouvrement intégral des coûts engagés. Les jugements portés par la société comprennent une évaluation de la probabilité de recouvrement et de la rentabilité des coûts engagés, du rejet potentiel d'une partie du coût engagé ou des remboursements probables aux clients des gains ou des montants recouverts antérieurement auprès d'eux à même les tarifs futurs.

Façon dont la question a été traitée dans le cadre de l'audit

Nous avons mis en œuvre des procédures d'audit qui ont compris, entre autres, l'appréciation de l'évaluation faite par la société de la probabilité de recouvrement futur des actifs réglementaires, des immobilisations corporelles et du remboursement au titre des passifs réglementaires en obtenant et en examinant les ordonnances réglementaires, les dépôts, les témoignages, les audiences et la correspondance pertinents, ainsi que d'autres informations accessibles au public. En ce qui concerne les questions réglementaires pour lesquelles des décisions ou des ordonnances réglementaires n'ont pas encore été rendues, nous avons examiné les dépôts des filiales à tarifs réglementés afin de relever tout élément probant susceptible de contredire les assertions de la société, et avons passé en revue d'autres ordonnances réglementaires, dépôts et correspondances d'autres entités du même territoire ou de territoires semblables afin d'apprécier la probabilité de recouvrement ou de remboursement à même les tarifs futurs en fonction de la façon dont l'organisme de réglementation traite les coûts similaires dans des circonstances comparables. Nous avons obtenu et évalué une analyse de la société, et l'avons corroborée au besoin par des lettres du conseiller juridique, concernant les recouvrements de coûts, les gains ou les montants recouverts antérieurement auprès des clients ou les modifications tarifaires futures. Nous avons également apprécié la méthode, l'exactitude et l'exhaustivité des calculs de la société à l'égard des soldes des actifs réglementaires et des passifs réglementaires en fonction des provisions et des formules décrites dans les ordonnances tarifaires et autres correspondances avec les organismes de réglementation. Nous avons évalué les informations fournies par la société liées à l'incidence de la réglementation des tarifs.

Évaluation de la juste valeur des instruments financiers dérivés

Question clé de l'audit

Les actifs et passifs dérivés détenus à des fins de transaction respectivement de 348 millions de dollars et de 567 millions de dollars, présentés à la note 15 des états financiers consolidés, sont évalués à la juste valeur. La société a comptabilisé des gains réalisés et latents de 1 037 millions de dollars au cours de l'exercice relativement aux instruments dérivés détenus à des fins de transaction.

L'audit de l'évaluation de la société des instruments dérivés détenus à des fins de transaction est complexe et nécessite une grande part de jugement en raison de la complexité des modalités contractuelles et des modèles d'évaluation, ainsi que des estimations importantes utilisées pour établir la juste valeur des contrats. Pour déterminer la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction, des hypothèses importantes sur la conjoncture économique et les conditions du marché futures, dont l'issue est incertaine, sont utilisées, notamment les courbes de prix à terme des produits de base provenant de tiers basées sur des marchés peu liquides, les coefficients de corrélation et les différentiels établis en interne. Ces hypothèses ont une incidence importante sur la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction.

Façon dont la question a été traitée dans le cadre de l'audit

Nous avons mis en œuvre des procédures d'audit qui ont compris, entre autres, la revue des contrats et des ententes conclus afin d'identifier les données et les hypothèses ayant une incidence sur l'évaluation des instruments dérivés. Avec le soutien de nos spécialistes en évaluation, nous avons apprécié la méthode et l'exactitude arithmétique des modèles d'évaluation de la société et comparé les courbes de prix des produits de base utilisées par la société aux données du marché et aux données économiques actuelles. En ce qui concerne les courbes de prix à terme des produits de base, nous avons comparé les courbes de prix de la société à des courbes provenant de sources indépendantes. Nous avons également apprécié la méthode et l'exactitude arithmétique des calculs effectués par la société afin d'établir les coefficients de corrélation et les différentiels. De plus, nous avons apprécié si les informations fournies sur la hiérarchie des justes valeurs à la note 16 des états financiers consolidés étaient conformes à la source des données et hypothèses importantes utilisées pour déterminer la juste valeur des instruments dérivés.

Autres informations

La responsabilité des autres informations incombe à la direction. Les autres informations se composent :

- du rapport de gestion;
- des informations contenues dans le rapport annuel, outre les états financiers consolidés et nos rapports de l'auditeur sur ces états.

Notre opinion sur les états financiers consolidés ne s'étend pas aux autres informations et nous n'exprimons aucune forme d'assurance que ce soit sur ces informations.

En ce qui concerne notre audit des états financiers consolidés, notre responsabilité consiste à lire les autres informations et, ce faisant, à apprécier s'il existe une incohérence significative entre celles-ci et les états financiers consolidés ou la connaissance que nous avons acquise au cours de l'audit, ou encore si les autres informations semblent autrement comporter une anomalie significative.

Nous avons obtenu le rapport de gestion avant la date du présent rapport. Si, à la lumière des travaux que nous avons effectués, nous concluons à la présence d'une anomalie significative dans les autres informations, nous sommes tenus de signaler ce fait. Nous n'avons rien à signaler à cet égard.

Nous nous attendons à obtenir le rapport annuel après la date du présent rapport. Si, à la lumière des travaux que nous effectuerons sur les autres informations contenues dans le rapport annuel, nous concluons à la présence d'une anomalie significative dans les autres informations, nous serons tenus de signaler ce fait aux responsables de la gouvernance.

Responsabilités de la direction et des responsables de la gouvernance à l'égard des états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle des états financiers consolidés conformément aux PCGR des États-Unis, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Lors de la préparation des états financiers consolidés, c'est à la direction qu'il incombe d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de communiquer, le cas échéant, les questions relatives à la continuité de l'exploitation et d'appliquer le principe comptable de continuité d'exploitation, sauf si la direction a l'intention de liquider la société ou de cesser son activité ou si aucune solution réaliste ne s'offre à elle.

Il incombe aux responsables de la gouvernance de surveiller le processus d'information financière de la société.

Responsabilités de l'auditeur à l'égard de l'audit des états financiers consolidés

Nos objectifs sont d'obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés pris dans leur ensemble sont exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et de délivrer un rapport de l'auditeur contenant notre opinion. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, qui ne garantit toutefois pas qu'un audit réalisé conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada permettra toujours de détecter toute anomalie significative qui pourrait exister. Les anomalies peuvent résulter de fraudes ou d'erreurs et elles sont considérées comme significatives lorsqu'il est raisonnable de s'attendre à ce que, individuellement ou collectivement, elles puissent influencer sur les décisions économiques que les utilisateurs des états financiers consolidés prennent en se fondant sur ceux-ci.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada, nous exerçons notre jugement professionnel et faisons preuve d'esprit critique tout au long de cet audit. En outre :

- nous identifions et évaluons les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, concevons et mettons en œuvre des procédures d'audit en réponse à ces risques, et réunissons des éléments probants suffisants et appropriés pour fonder notre opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative résultant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne;
- nous acquérons une compréhension des éléments du contrôle interne pertinents pour l'audit afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de la société;

- nous apprécions le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que des informations y afférentes fournies par cette dernière;
- nous tirons une conclusion quant au caractère approprié de l'utilisation par la direction du principe comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments probants obtenus, quant à l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou situations susceptibles de jeter un doute important sur la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Si nous concluons à l'existence d'une incertitude significative, nous sommes tenus d'attirer l'attention des lecteurs de notre rapport sur les informations fournies dans les états financiers consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas adéquates, d'exprimer une opinion modifiée. Nos conclusions s'appuient sur les éléments probants obtenus jusqu'à la date de notre rapport. Des événements ou situations futurs pourraient par ailleurs amener la société à cesser son exploitation;
- nous évaluons la présentation d'ensemble, la structure et le contenu des états financiers consolidés, y compris les informations fournies dans les notes, et apprécions si les états financiers consolidés représentent les opérations et événements sous-jacents d'une manière propre à donner une image fidèle;
- nous obtenons des éléments probants suffisants et appropriés concernant l'information financière des entités et activités de la société pour exprimer une opinion sur les états financiers consolidés. Nous sommes responsables de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit de groupe. Nous assumons l'entière responsabilité de notre opinion d'audit.

Nous communiquons aux responsables de la gouvernance notamment l'étendue et le calendrier prévus des travaux d'audit et nos constatations importantes, y compris toute déficience importante du contrôle interne que nous aurions relevée au cours de notre audit.

Nous fournissons également aux responsables de la gouvernance une déclaration précisant que nous nous sommes conformés aux règles de déontologie pertinentes concernant l'indépendance, et leur communiquons toutes les relations et les autres facteurs qui peuvent raisonnablement être considérés comme susceptibles d'avoir des incidences sur notre indépendance ainsi que les sauvegardes connexes s'il y a lieu.

Parmi les questions communiquées aux responsables de la gouvernance, nous déterminons quelles ont été les plus importantes dans l'audit des états financiers consolidés de la période considérée : ce sont les questions clés de l'audit. Nous décrivons ces questions dans notre rapport, sauf si des textes légaux ou réglementaires en empêchent la publication ou si, dans des circonstances extrêmement rares, nous déterminons que nous ne devrions pas communiquer une question dans notre rapport parce que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les conséquences néfastes de la communication de cette question dépassent les avantages pour l'intérêt public.

L'associée responsable de la mission d'audit au terme de laquelle le présent rapport de l'auditeur indépendant est délivré est Tracy Brennan.

(signé) Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.
Comptables professionnels agréés

Halifax, Canada
Le 26 février 2024

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant

Aux actionnaires et au conseil d'administration d'Emera Inc.

Opinion sur les états financiers consolidés

Nous avons effectué l'audit des bilans consolidés ci-joints d'Emera Inc. (la «société») aux 31 décembre 2023 et 2022, des états des résultats consolidés, des états du résultat étendu consolidés, des états des variations des capitaux propres consolidés et des états des flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos à ces dates, ainsi que les notes annexes (collectivement, les «états financiers consolidés»). À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière consolidée de la société aux 31 décembre 2023 et 2022, ainsi que des résultats consolidés de son exploitation et de ses flux de trésorerie consolidés pour chacun des exercices compris dans la période de deux ans close le 31 décembre 2023, conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

Fondement de l'opinion

La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés de la société, sur la base de nos audits. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du Public Company Accounting Oversight Board («PCAOB») des États-Unis et sommes tenus d'être indépendants de la société conformément aux lois fédérales sur les valeurs mobilières des États-Unis et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons les audits de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. La société n'est pas tenue de faire effectuer un audit de son contrôle interne à l'égard de l'information financière et nous n'avons pas pour mission d'effectuer un tel audit. Dans le cadre de nos audits, nous devons acquérir une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, mais pas dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société. En conséquence, nous n'exprimons pas une telle opinion.

Nos audits impliquaient notamment la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent une anomalie significative, que celle-ci résulte de fraudes ou d'erreurs, et la mise en œuvre de procédures qui répondent à ces risques. Ces procédures comprenaient le contrôle par sondages d'éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Nos audits comportaient également l'appréciation des méthodes comptables retenues et des estimations importantes faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. Nous estimons que nos audits constituent un fondement raisonnable à notre opinion.

Questions critiques de l'audit

Les questions critiques de l'audit ci-dessous sont des questions relevées au cours de l'audit des états financiers de la période considérée qui ont été ou doivent être communiquées au comité d'audit et qui 1) se rapportent à des comptes ou à des informations à fournir qui sont significatifs par rapport aux états financiers et 2) requièrent des jugements particulièrement difficiles, subjectifs ou complexes de notre part. La communication des questions critiques de l'audit ne modifie en rien notre opinion sur les états financiers consolidés pris dans leur ensemble et ne signifie pas que nous exprimons des opinions distinctes sur les questions critiques de l'audit ou sur les comptes ou les informations fournies connexes.

Comptabilisation des effets de la réglementation des tarifs

Description de la question

Comme il est indiqué à la note 6 des états financiers consolidés, la société présente des actifs réglementaires de 3,1 milliards de dollars et des passifs réglementaires de 1,8 milliard de dollars. Les filiales à tarifs réglementés de la société sont assujetties à la réglementation de diverses autorités fédérales, étatiques et provinciales dans les régions où elles exercent leurs activités. Les tarifs réglementés sont conçus pour recouvrer les coûts prudemment engagés afin de fournir des produits ou services réglementés et permettent de dégager un rendement raisonnable sur le capital investi ou les actifs, selon le cas. Outre les actifs réglementaires et passifs réglementaires, la réglementation des tarifs a une incidence sur plusieurs postes des états financiers, y compris, mais sans s'y limiter, les immobilisations corporelles, les produits et les charges d'exploitation, les impôts sur les bénéfices et la dotation aux amortissements.

L'audit de l'incidence de la réglementation des tarifs sur les états financiers de la société est complexe et nécessite une grande part de jugement en raison des jugements importants portés par la société pour appuyer le traitement comptable des questions réglementaires et les informations fournies à cet effet lorsque les décisions ou ordonnances réglementaires définitives n'ont pas encore été rendues ou lorsque les formules réglementaires sont complexes. L'évaluation de l'incidence potentielle des décisions réglementaires futures sur les états financiers comporte également une part de subjectivité. Bien que la société s'attende à recouvrer les coûts par l'intermédiaire des tarifs imposés aux clients, il existe un risque que l'organisme de réglementation n'approuve pas le recouvrement intégral des coûts engagés. Les jugements portés par la société comprennent une évaluation de la probabilité de recouvrement et de la rentabilité des coûts engagés, du rejet potentiel d'une partie du coût ou des remboursements probables aux clients des gains ou des montants recouverts antérieurement auprès d'eux à même les tarifs futurs.

Façon dont nous avons traité la question dans le cadre de l'audit

Nous avons mis en œuvre des procédures d'audit qui ont compris, entre autres, l'appréciation de l'évaluation faite par la société de la probabilité de recouvrement futur des actifs réglementaires, des immobilisations corporelles et du remboursement au titre des passifs réglementaires en obtenant et en examinant les ordonnances réglementaires, les dépôts, les témoignages, les audiences et la correspondance pertinents, ainsi que d'autres informations accessibles au public. En ce qui concerne les questions réglementaires pour lesquelles des décisions ou des ordonnances réglementaires n'ont pas encore été rendues, nous avons examiné les dépôts des filiales à tarifs réglementés afin de relever tout élément probant susceptible de contredire les assertions de la société, et avons passé en revue d'autres ordonnances réglementaires, dépôts et correspondances d'autres entités du même territoire ou de territoires semblables afin d'apprécier la probabilité de recouvrement ou de remboursement à même les tarifs futurs en fonction de la façon dont l'organisme de réglementation traite les coûts similaires dans des circonstances comparables. Nous avons obtenu et évalué une analyse de la société, et l'avons corroborée au besoin par des lettres du conseiller juridique, concernant les recouvrements de coûts, les gains ou les montants recouverts antérieurement auprès des clients ou les modifications tarifaires futures. Nous avons également apprécié la méthode, l'exactitude et l'exhaustivité des calculs de la société à l'égard des soldes des actifs réglementaires et des passifs réglementaires en fonction des provisions et des formules décrites dans les ordonnances tarifaires et autres correspondances avec les organismes de réglementation. Nous avons évalué les informations fournies par la société liées à l'incidence de la réglementation des tarifs.

Évaluation de la juste valeur des instruments financiers dérivés

Description de la question

Les actifs et passifs dérivés détenus à des fins de transaction respectivement de 348 millions de dollars et de 567 millions de dollars, présentés à la note 15 des états financiers consolidés, sont évalués à la juste valeur. La société a comptabilisé des gains réalisés et latents de 1 037 millions de dollars au cours de l'exercice relativement aux instruments dérivés détenus à des fins de transaction.

L'audit de l'évaluation de la société des instruments dérivés détenus à des fins de transaction est complexe et nécessite une grande part de jugement en raison de la complexité des modalités contractuelles et des modèles d'évaluation, ainsi que des estimations importantes utilisées pour établir la juste valeur des contrats. Pour déterminer la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction, des hypothèses importantes sur la conjoncture économique et les conditions du marché futures, dont l'issue est incertaine, sont utilisées, notamment les courbes de prix à terme des produits de base provenant de tiers basées sur des marchés peu liquides, les coefficients de corrélation et les différentiels établis en interne. Ces hypothèses ont une incidence importante sur la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction.

Façon dont nous avons traité la question dans le cadre de l'audit

Nous avons mis en œuvre des procédures d'audit qui ont compris, entre autres, la revue des contrats et des ententes conclus afin d'identifier les données et les hypothèses ayant une incidence sur l'évaluation des instruments dérivés. Avec le soutien de nos spécialistes en évaluation, nous avons apprécié la méthode et l'exactitude arithmétique des modèles d'évaluation de la société et comparé les courbes de prix des produits de base utilisées par la société aux données du marché et aux données économiques actuelles. En ce qui concerne les courbes de prix à terme des produits de base, nous avons comparé les courbes de prix de la société à des courbes provenant de sources indépendantes. Nous avons également apprécié la méthode et l'exactitude arithmétique des calculs effectués par la société afin d'établir les coefficients de corrélation et les différentiels. De plus, nous avons apprécié si les informations fournies sur la hiérarchie des justes valeurs à la note 16 des états financiers consolidés étaient conformes à la source des données et hypothèses importantes utilisées pour déterminer la juste valeur des instruments dérivés.

(signé) Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.
Comptables professionnels agréés

Nous agissons à titre d'auditeur de la société depuis 1998.

Halifax, Canada
Le 26 février 2024

Emera Inc.

États des résultats consolidés

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

Exercices clos les 31 décembre
2023 2022

Produits d'exploitation

Activités à tarifs réglementés – Électricité	5 746 \$	5 473 \$
Activités à tarifs réglementés – Gaz	1 489	1 681
Activités à tarifs non réglementés	328	434
Total des produits d'exploitation (note 5)	7 563	7 588

Charges d'exploitation

Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	1 881	2 171
Coût réglementé du gaz naturel	527	800
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	1 879	1 596
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	433	367
Amortissement	1 049	952
Perte de valeur de GBPC (note 22)	-	73
Total des charges d'exploitation	5 769	5 959

Bénéfice d'exploitation	1 794	1 629
--------------------------------	--------------	--------------

Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites (note 7)	146	129
Autres produits nets (note 8)	158	145
Intérêts débiteurs nets (note 9)	925	709
Bénéfice avant provision pour impôts sur les bénéfices	1 173	1 194

Charge d'impôts sur les bénéfices (note 10)	128	185
---	-----	-----

Bénéfice net	1 045	1 009
---------------------	--------------	--------------

Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	1	1
Dividendes sur actions privilégiées	66	63
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	978 \$	945 \$

Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions) (note 12)		
De base	274	266
Dilué	274	266

Résultat par action ordinaire (note 12)		
De base	3,57 \$	3,56 \$
Dilué	3,57 \$	3,55 \$

Dividendes sur actions ordinaires déclarés	2,7875 \$	2,6775 \$
--	-----------	-----------

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

Emera Inc.

États du résultat étendu consolidés

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
Bénéfice net	1 045 \$	1 009 \$
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts		
Écart de conversion ¹	(270)	629
Gains latents (pertes latentes) sur les couvertures de placements nets ^{2, 3}	38	(97)
Couvertures de flux de trésorerie – ajustement de reclassement des gains inclus dans le bénéfice ⁴	(2)	(2)
Pertes latentes sur les placements disponibles à la vente	-	(1)
Variation nette de l'obligation non comptabilisée au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite ⁵	(39)	24
Autres éléments du résultat étendu ⁶	(273)	553
Résultat étendu	772	1 562
Résultat étendu attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	1	1
Résultat étendu d'Emera Inc.	771 \$	1 561 \$

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

- 1) Déduction faite du recouvrement d'impôts de 7 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (charge d'impôts de 7 millions de dollars en 2022).
- 2) La société a désigné des billets hybrides libellés en dollars américains («\$ US») d'un montant de 1,2 milliard \$ US comme couvertures du risque de change de ses placements nets dans des établissements dont les activités sont libellées en dollars américains.
- 3) Déduction faite de la charge d'impôts de néant pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (recouvrement d'impôts de 6 millions de dollars en 2022).
- 4) Déduction faite de la charge d'impôts de néant pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (recouvrement d'impôts de 1 million de dollars en 2022).
- 5) Déduction faite de la charge d'impôts de 1 million de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (charge d'impôts de 1 million de dollars en 2022).
- 6) Déduction faite du recouvrement d'impôts de 6 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (charge d'impôts de 1 million de dollars en 2022).

Emera Inc.

Bilans consolidés

Aux en millions de dollars	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	567 \$	310 \$
Liquidités soumises à restrictions (note 32)	21	22
Stocks (note 14)	790	769
Instruments dérivés (notes 15 et 16)	174	296
Actifs réglementaires (note 6)	339	602
Débiteurs et autres actifs à court terme (note 18)	1 817	2 897
	3 708	4 896
Immobilisations corporelles , déduction faite de l'amortissement cumulé respectivement de 9 994 \$ et de 9 574 \$ (note 20)	24 376	22 996
Autres actifs		
Impôts sur les bénéfices reportés (note 10)	208	237
Instruments dérivés (notes 15 et 16)	66	100
Actifs réglementaires (note 6)	2 766	3 018
Placement net dans des contrats de location-financement et de location-vente (note 19)	621	604
Placements sous influence notable (note 7)	1 402	1 418
Écart d'acquisition (note 22)	5 871	6 012
Autres actifs à long terme (note 32)	462	461
	11 396	11 850
Total de l'actif	39 480 \$	39 742 \$
Passif et capitaux propres		
Passif à court terme		
Dette à court terme (note 23)	1 433 \$	2 726 \$
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 25)	676	574
Créditeurs	1 454	2 025
Instruments dérivés (notes 15 et 16)	386	888
Passifs réglementaires (note 6)	168	495
Autres passifs à court terme (note 24)	427	579
	4 544	7 287
Passif à long terme		
Dette à long terme (note 25)	17 689	15 744
Impôts sur les bénéfices reportés (note 10)	2 352	2 196
Instruments dérivés (notes 15 et 16)	118	190
Passifs réglementaires (note 6)	1 604	1 778
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 21)	265	281
Autres passifs à long terme (notes 7 et 26)	820	825
	22 848	21 014
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 11)	8 462	7 762
Actions privilégiées cumulatives (note 28)	1 422	1 422
Surplus d'apport	82	81
Cumul des autres éléments du résultat étendu («CAÉRE») (note 13)	305	578
Bénéfices non répartis	1 803	1 584
Total des capitaux propres d'Emera Inc.	12 074	11 427
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales (note 29)	14	14
Total des capitaux propres	12 088	11 441
Total du passif et des capitaux propres	39 480 \$	39 742 \$

Engagements et éventualités (note 27)

Approuvé au nom du conseil d'administration

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

«M. Jacqueline Sheppard»
Présidente du conseil

«Scott Balfour»
Président et chef de la direction

Emera Inc.

États des flux de trésorerie consolidés

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	1 045 \$	1 009 \$
Rajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie d'exploitation :		
Amortissement	1 060	959
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites, déduction faite des dividendes	(22)	(61)
Provision pour fonds sous forme de capitaux propres utilisés pendant la construction	(38)	(52)
Impôts sur les bénéfices reportés, montant net	97	152
Variation nette des obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	(68)	(48)
Mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible de NSPI	(88)	(162)
Variation nette de la juste valeur des instruments dérivés	(666)	206
Variation nette des actifs et passifs réglementaires	554	(471)
Variation nette de la capacité de transport capitalisée	434	(445)
Perte de valeur de GBPC	-	73
Autres activités d'exploitation, montant net	28	(13)
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement (note 30)	(95)	(234)
Flux de trésorerie d'exploitation, montant net	2 241	913
Activités d'investissement		
Ajouts d'immobilisations corporelles	(2 937)	(2 596)
Autres activités d'investissement	20	27
Flux de trésorerie d'investissement, montant net	(2 917)	(2 569)
Activités de financement		
Variation nette de la dette à court terme	(66)	1 028
Produit tiré de la dette à court terme comportant une échéance de plus de 90 jours	548	544
Remboursement de la dette à court terme comportant une échéance de plus de 90 jours	(1 086)	(680)
Produit tiré de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission	1 932	784
Remboursement de la dette à long terme	(151)	(367)
Produit net (remboursements nets) en vertu des facilités de crédit consenties	(96)	511
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission	424	277
Dividendes sur actions ordinaires	(488)	(472)
Dividendes sur actions privilégiées	(66)	(63)
Autres activités de financement	(12)	(7)
Flux de trésorerie de financement, montant net	939	1 555
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à restrictions	(7)	16
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restrictions	256	(85)
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions au début de l'exercice	332	417
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions à la fin de l'exercice	588 \$	332 \$
La trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à restrictions se composent de ce qui suit :		
Trésorerie	559 \$	302 \$
Placements à court terme	8	8
Liquidités soumises à restrictions	21	22
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions	588 \$	332 \$

Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés (note 30)

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

Emera Inc.

États des variations des capitaux propres consolidés

	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	CAÉRE	Bénéfices non répartis	Participa- tions ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
en millions de dollars							
Solde au 31 décembre 2022	7 762 \$	1 422 \$	81 \$	578 \$	1 584 \$	14 \$	11 441 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	1 044	1	1 045
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite de la charge d'impôts de 6 millions de dollars	-	-	-	(273)	-	-	(273)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (note 28)	-	-	-	-	(66)	-	(66)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (2,7875 \$ par action)	-	-	-	-	(759)	-	(759)
Émissions dans le cadre du programme d'émission d'actions au cours du marché («ACM»), déduction faite des frais d'émission après impôts	397	-	-	-	-	-	397
Émissions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite des escomptes	272	-	-	-	-	-	272
Options exercées en vertu du régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants, et régime d'achat d'actions à l'intention des employés	31	-	1	-	-	-	32
Divers	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Solde au 31 décembre 2023	8 462 \$	1 422 \$	82 \$	305 \$	1 803 \$	14 \$	12 088 \$
Solde au 31 décembre 2021	7 242 \$	1 422 \$	79 \$	25 \$	1 348 \$	34 \$	10 150 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	1 008	1	1 009
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite de la charge d'impôts de 1 million de dollars	-	-	-	553	-	-	553
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (note 28)	-	-	-	-	(63)	-	(63)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (2,6775 \$ par action)	-	-	-	-	(709)	-	(709)
Émissions dans le cadre du programme d'émission d'ACM, déduction faite des frais d'émission après impôts	248	-	-	-	-	-	248
Émissions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite des escomptes	238	-	-	-	-	-	238
Options exercées en vertu du régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants, et régime d'achat d'actions à l'intention des employés	34	-	2	-	-	-	36
Cession de la participation ne donnant pas le contrôle dans Dominica Electricity Services Ltd. («Domlec»)	-	-	-	-	-	(20)	(20)
Divers	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Solde au 31 décembre 2022	7 762 \$	1 422 \$	81 \$	578 \$	1 584 \$	14 \$	11 441 \$

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

Emera Inc.
Notes afférentes aux états financiers consolidés
Aux 31 décembre 2023 et 2022

1. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

Nature des activités

Emera Inc. («Emera» ou la «société») est une société d'énergie et de services qui investit dans la production, le transport et la distribution d'électricité ainsi que dans le transport et la distribution du gaz.

Au 31 décembre 2023, les secteurs isolables d'Emera Inc. comprennent :

- une entreprise de services publics d'électricité en Floride, soit Tampa Electric («TEC»), entreprise de services publics d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement et servant environ 840 000 abonnés dans le centre-ouest de la Floride;
- des entreprises de services publics au Canada, dont :
 - Nova Scotia Power Inc. («NSPI»), entreprise de services publics d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement et principal fournisseur d'électricité de la Nouvelle-Écosse pour environ 549 000 abonnés,
 - Emera Newfoundland & Labrador Holdings Inc. («ENL»), qui est constituée de deux placements dans des actifs de transport d'une centrale hydroélectrique de 824 mégawatts («MW») située sur le cours inférieur du fleuve Churchill à Muskrat Falls, au Labrador, dont l'aménagement a été effectué par Nalcor Energy. Les deux placements d'ENL sont les suivants :
 - une participation de 100 % dans NSP Maritime Link Inc. («NSPML»), qui a aménagé le lien maritime, projet de transport de 1,8 milliard de dollars, y compris la provision pour fonds sous forme de capitaux propres utilisés pendant la construction,
 - une participation de 31 % dans le capital de Labrador-Island Link Limited Partnership («LIL»), projet de transport d'électricité de 3,7 milliards de dollars à Terre-Neuve-et-Labrador;
- des entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure, qui comprennent :
 - Peoples Gas System Inc. («PGS»), entreprise de services publics de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés qui sert environ 490 000 abonnés en Floride. À compter du 1^{er} janvier 2023, Peoples Gas System a cessé d'être une division de Tampa Electric Company et le service public de gaz a été restructuré, ce qui a donné lieu à une entité juridique distincte, Peoples Gas System Inc., une filiale en propriété exclusive de TECO Gas Operations Inc.,
 - New Mexico Gas Company, Inc. («NMGC»), également une entreprise de services publics de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés, qui sert environ 540 000 abonnés au Nouveau-Mexique,
 - Emera Brunswick Pipeline Company Limited (le «gazoduc Brunswick»), gazoduc de 145 kilomètres transportant du gaz naturel liquéfié regazéifié de Saint John, au Nouveau-Brunswick, à la frontière des États-Unis en vertu d'une convention de services ferme de 25 ans conclue avec Repsol Energy North America Canada Partnership («Repsol Energy»), qui vient à échéance en 2034,
 - SeaCoast Gas Transmission, LLC («SeaCoast»), entreprise de services de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés intraétatique, qui offre ses services en Floride,
 - une participation de 12,9 % dans Maritimes & Northeast Pipeline («M&NP»), gazoduc de 1 400 kilomètres qui transporte du gaz naturel partout dans les marchés des provinces de l'Atlantique au Canada et du nord-est des États-Unis;

- d'autres entreprises de services publics d'électricité, qui comprennent Emera (Caribbean) Incorporated («ECI»), société de portefeuille qui exploite des services publics d'électricité à tarifs réglementés et qui comprend :
 - The Barbados Light & Power Company Limited («BLPC»), entreprise de services publics d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement de l'île de la Barbade qui sert environ 134 000 abonnés,
 - Grand Bahama Power Company Limited («GBPC»), entreprise de services publics d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement de l'île de Grand Bahama qui sert environ 19 000 abonnés,
 - une participation de 19,5 % dans la société satellite St. Lucia Electricity Services Limited («Lucelec»), entreprise de services publics d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement sur l'île de Sainte-Lucie;
- le secteur Divers d'Emera comprend les placements dans des sociétés à tarifs non réglementés liées au secteur énergétique, se composant de ce qui suit :
 - Emera Energy, qui comprend :
 - Emera Energy Services («EES»), entreprise d'énergie physique qui achète et vend du gaz naturel et de l'électricité et offre des services de gestion d'actifs énergétiques connexes,
 - Brooklyn Power Corporation («Brooklyn Energy»), centrale de cogénération alimentée à la biomasse d'une puissance de 30 MW située à Brooklyn, en Nouvelle-Écosse,
 - une participation de coentreprise de 50,0 % dans Bear Swamp Power Company LLC («Bear Swamp»), centrale hydroélectrique à stockage pompé de 660 MW dans le nord-ouest du Massachusetts;
 - Emera US Finance LP («Emera Finance») et TECO Finance, Inc. («TECO Finance»), filiales de financement d'Emera,
 - Block Energy LLC (auparavant Emera Technologies LLC), entreprise dans le secteur des technologies détenue en propriété exclusive qui se consacre à la recherche de nouvelles méthodes pour fournir aux clients de l'énergie renouvelable au moyen d'un système résilient,
 - Emera US Holdings Inc., société de portefeuille détenue en propriété exclusive pour certains actifs d'Emera aux États-Unis,
 - d'autres placements.

Mode de présentation

Les présents états financiers consolidés sont préparés et présentés conformément aux principes comptables généralement reconnus («PCGR») des États-Unis et, de l'avis de la direction, incluent tous les rajustements qui sont récurrents et nécessaires pour présenter fidèlement la situation financière d'Emera.

Tous les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Principes de consolidation

Les présents états financiers consolidés incluent les comptes d'Emera, les filiales détenues majoritairement par celle-ci et une entité à détenteurs de droits variables («EDDV») à l'égard de laquelle Emera est le principal bénéficiaire. Emera utilise la méthode de la mise en équivalence pour comptabiliser les placements sur lesquels la société a la capacité d'exercer une influence notable, et pour les EDDV à l'égard desquelles Emera n'est pas le principal bénéficiaire.

La société effectue une analyse continue afin d'évaluer si elle possède des intérêts dans des EDDV ou si des événements sont survenus rendant la réévaluation des EDDV nécessaire. Pour identifier les EDDV éventuelles, la direction passe en revue les dispositions contractuelles et les ententes concernant la propriété, par exemple, les baux, les contrats d'achat d'électricité («CAÉ») à long terme, les contrats d'exploitation à façon, les garanties, les installations détenues conjointement et les placements dans des sociétés satellites. Les EDDV dont la société est réputée être le principal bénéficiaire doivent être consolidées. Le principal bénéficiaire d'une EDDV a la capacité de diriger les activités de l'EDDV ayant l'incidence la plus importante sur son rendement économique et l'obligation d'absorber les pertes ou le droit de recevoir les avantages de l'EDDV qui pourraient être éventuellement importantes pour l'EDDV. Dans le cas où Emera détient un placement dans une EDDV, mais n'est pas considérée comme le principal bénéficiaire, l'EDDV est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. Pour en savoir davantage sur les EDDV, se reporter à la note 32.

Les soldes et opérations intersociétés ont été éliminés à la consolidation, sauf le gain net sur certaines opérations entre certaines entités à tarifs non réglementés et à tarifs réglementés conformément aux normes comptables régissant les entités à tarifs réglementés. Le gain net sur ces opérations, qui serait éliminé en l'absence de normes comptables pour des entités à tarifs réglementés, est comptabilisé dans les produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés. La contrepartie est comptabilisée dans les immobilisations corporelles, les actifs réglementaires, le combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés ou les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales, selon la nature de l'opération.

Utilisation des estimations de la direction

La préparation d'états financiers consolidés selon les PCGR des États-Unis exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui peuvent influencer sur les montants comptabilisés des actifs et des passifs à la date des états financiers et les montants comptabilisés des produits et des charges au cours des périodes visées. Les éléments importants à l'égard desquels la direction est tenue de faire des estimations sont les actifs et passifs à tarifs réglementés, la provision cumulée au titre des coûts d'enlèvement, les prestations de retraite et les avantages complémentaires de retraite, les produits non facturés, la durée de vie utile des actifs amortissables, l'évaluation de la perte de valeur de l'écart d'acquisition et des actifs à long terme, les impôts sur les bénéfices, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et l'évaluation des instruments financiers. La direction évalue les estimations de la société régulièrement d'après les résultats passés, la conjoncture actuelle et attendue, ainsi que les hypothèses jugées raisonnables au moment où elles sont faites, tout rajustement étant comptabilisé dans les résultats au cours de l'exercice où il survient.

Questions réglementaires

La comptabilisation réglementaire s'applique lorsque les tarifs sont fixés par un organisme de réglementation indépendant, ou assujettis à son approbation. Les tarifs sont conçus pour recouvrer les coûts des produits ou services réglementés prudemment engagés et permettent de dégager un taux de rendement raisonnable sur le capital investi, le cas échéant. Se reporter à la note 6 pour en savoir davantage.

Conversion des devises

Les actifs et les passifs monétaires libellés en devises sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la date du bilan. Les écarts résultant de la conversion à la date de l'opération initiale et à la date du bilan sont inclus dans les résultats.

Les actifs et les passifs des établissements étrangers dont la monnaie fonctionnelle n'est pas le dollar canadien sont convertis aux taux de change en vigueur à la date du bilan, et les résultats d'exploitation sont convertis aux taux de change moyens en vigueur au cours de la période. Les gains et les pertes de change sur les actifs et passifs qui en découlent sont reportés et inclus dans le CAÉRI au bilan.

La société désigne une partie de la dette libellée en dollars américains de sociétés dont la monnaie fonctionnelle est le dollar canadien comme couvertures d'investissements nets dans des établissements à l'étranger dont les activités sont libellées en dollars américains. La variation de la valeur comptable de ces investissements, évaluée au taux de change en vigueur à la date du bilan, est comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu.

Constatation des produits

Produits tirés des activités à tarifs réglementés – électricité et gaz :

Les produits tirés de l'électricité et du gaz, y compris les charges liées à l'énergie, les charges liées à la demande, les charges liées aux installations de base et les clauses et les avenants, sont comptabilisés lorsque les obligations aux termes d'un contrat sont remplies, soit lorsque l'électricité et le gaz sont livrés aux clients progressivement, tandis que le client reçoit et consomme simultanément les avantages qui en découlent. Les produits tirés de l'électricité et du gaz sont comptabilisés selon la comptabilité d'exercice et incluent les produits facturés et non facturés. Les produits liés à la vente d'électricité et de gaz sont comptabilisés selon des tarifs approuvés par les organismes de réglementation compétents et la consommation mesurée, de façon régulière et systématique, généralement sur une base mensuelle ou bimestrielle. À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, l'électricité et le gaz livrés aux clients, mais non facturés, sont estimés et les produits non facturés correspondants sont comptabilisés. L'estimation de la société des produits non facturés à la fin de la période de présentation de l'information financière est calculée en estimant les mégawattheures («MWh») ou les unités thermales livrés aux clients et selon les tarifs qui devraient s'appliquer pour le prochain cycle de facturation. Cette estimation repose sur des hypothèses liées à la demande d'énergie, aux conditions climatiques, aux pertes sur les lignes et aux changements apportés aux catégories de clients entre les périodes.

Produits tirés des activités à tarifs non réglementés :

Les marges sur les activités de commercialisation et de négociation sont composées des ventes et des achats d'électricité et de gaz naturel, des coûts liés à la capacité des gazoducs et des produits tirés de la gestion d'actifs énergétiques d'Emera Energy. Les produits sont comptabilisés lorsque les obligations aux termes du contrat sont remplies et sont présentés sur la base du montant net, ce qui reflète la nature des relations contractuelles entre les clients et les fournisseurs.

Les ventes d'électricité sont comptabilisées lorsque les obligations aux termes d'un contrat sont remplies, soit lorsque l'électricité est livrée aux clients progressivement.

Les autres produits tirés des activités à tarifs non réglementés sont comptabilisés lorsque les obligations aux termes du contrat sont remplies.

Divers :

Les taxes de vente, les taxes sur la valeur ajoutée et les autres taxes, à l'exception des taxes levées sur les rentrées brutes mentionnées ci-après, qui sont imposées au moment des activités génératrices de produits et perçues par la société sont exclues des produits.

Droits de concession et recettes brutes

TEC et PGS recouvrent dollar pour dollar certains coûts engagés auprès de clients en utilisant des prix approuvés par la Florida Public Service Commission («FPSC»). Les montants inclus dans les factures des clients à l'égard des droits de concession et des taxes levées sur les rentrées brutes figurent aux postes «Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Électricité» et «Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Gaz» dans les états des résultats consolidés. Les droits de concession et les taxes

levées sur les rentrées brutes à payer par TEC et PGS sont comptabilisés à titre de charges au poste «Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales» dans les états des résultats consolidés. NMGC agit à titre de mandataire en matière de recouvrement et de paiement des droits de concession et des taxes levées sur les rentrées brutes et n'est pas tenue en vertu d'un règlement tarifaire de présenter les montants sur la base du montant brut. Par conséquent, les droits de concession et les taxes levées sur les rentrées brutes de NMGC sont présentés sur la base du montant net et n'ont aucune incidence sur les postes des états des résultats consolidés.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût initial, y compris la PFUPC ou les intérêts capitalisés, déduction faite des apports pour l'aide à la construction.

Le coût des ajouts, y compris l'amélioration et le remplacement des immobilisations corporelles, est inclus dans les immobilisations corporelles des bilans consolidés. Lorsque des immobilisations corporelles réglementées sont remplacées, renouvelées ou mises hors service, leur coût ainsi que les coûts liés à leur enlèvement ou à leur cession, moins le produit de la récupération, sont imputés à l'amortissement cumulé sans que des gains ou pertes soient reflétés dans les résultats. Lorsqu'il y a cession d'immobilisations corporelles non réglementées, les gains et pertes sont inclus dans les résultats lorsque les cessions ont lieu.

Le coût des immobilisations corporelles représente le coût initial des matières, les services impartis, la main-d'œuvre directe, la PFUPC pour les propriétés réglementées ou l'intérêt au titre des propriétés non réglementées, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les coûts indirects imputables au projet en immobilisations. Ces coûts indirects comprennent les charges du siège social, notamment celles liées aux fonctions finances et aux technologies de l'information et à la main-d'œuvre ainsi qu'à d'autres fonctions de soutien, en plus des coûts des avantages sociaux, des assurances, de l'approvisionnement, et des frais relatifs à l'exploitation et à l'entretien des parcs. Les dépenses liées aux projets de mise en valeur sont capitalisées si ces derniers sont censés dégager des avantages économiques futurs.

Les projets d'entretien régulier et les projets d'entretien importants prévus qui n'accroissent pas la durée globale des actifs correspondants sont passés en charges à mesure que les coûts sont engagés. Lorsqu'un projet d'entretien important augmente la durée de vie ou la valeur de l'actif sous-jacent, le coût est capitalisé.

L'amortissement est établi au moyen de la méthode linéaire, d'après la durée de vie utile résiduelle estimative des actifs amortissables dans chaque catégorie fonctionnelle d'immobilisations amortissables. Pour certaines filiales à tarifs réglementés d'Emera, l'amortissement est calculé selon la méthode de la durée de vie restante du groupe à l'égard de l'investissement moyen, rajusté pour tenir compte des coûts d'enlèvement prévus moins les produits de récupération, par catégories fonctionnelles d'immobilisations amortissables. La durée de vie utile des actifs réglementaires nécessite l'approbation de l'organisme de réglementation.

Les actifs incorporels, qui sont compris dans les immobilisations corporelles des bilans consolidés, sont constitués principalement des logiciels et des droits territoriaux. L'amortissement est établi au moyen de la méthode linéaire, d'après la durée de vie utile résiduelle estimative de l'actif de chaque catégorie. Pour certaines filiales à tarifs réglementés d'Emera, l'amortissement est calculé selon la méthode de la durée de vie amortissable à l'égard de la valeur comptable nette à ce jour sur la durée de vie restante à courir de ces actifs. La durée de vie utile des actifs incorporels réglementés nécessite l'approbation de l'organisme de réglementation.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition correspond à l'excédent du prix d'achat d'une entité acquise sur la juste valeur estimée des actifs identifiables acquis et des passifs pris en charge à la date d'acquisition. L'écart d'acquisition est comptabilisé au coût initial moins la dépréciation et est ajusté pour l'incidence des fluctuations du taux de change. L'écart d'acquisition est soumis à un test de dépréciation au niveau de l'unité d'exploitation chaque année ou si un événement ou un changement de circonstances indique que la juste valeur de l'unité d'exploitation pourrait être inférieure à sa valeur comptable. Lorsque la société évalue l'écart d'acquisition pour déterminer s'il a subi une perte de valeur, elle a la possibilité de réaliser une évaluation qualitative en premier lieu afin de déterminer la nécessité d'une évaluation quantitative. Au cours d'une évaluation qualitative, la direction tient compte notamment des conditions macroéconomiques, des considérations liées au marché et au secteur, et de la performance financière globale.

Dans l'éventualité où, aux termes d'une évaluation qualitative, la société conclut qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur d'une unité d'exploitation soit inférieure à sa valeur comptable, ou advenant le cas où la société choisit de ne pas réaliser l'évaluation qualitative, elle doit procéder à un test quantitatif. Le test de dépréciation quantitatif consiste à comparer la juste valeur de l'unité d'exploitation à sa valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition. Si la valeur comptable de l'unité d'exploitation est supérieure à sa juste valeur, une perte de valeur est comptabilisée. La direction estime la juste valeur de l'unité d'exploitation en utilisant l'approche par le résultat ou une combinaison de l'approche par le résultat et de l'approche par le marché. L'approche par le résultat utilise une analyse des flux de trésorerie non actualisés, laquelle se fonde sur les meilleures estimations de la direction à l'égard des flux de trésorerie attendus de l'unité d'exploitation. L'analyse comprend une estimation des valeurs finales fondée sur les flux de trésorerie attendus calculés selon une méthodologie qui établit une valeur au moyen d'une annuité perpétuelle présumée fondée sur les flux de trésorerie résiduels de l'unité d'exploitation. Le taux d'actualisation utilisé est un taux utilisé par les intervenants du marché fondé sur un groupe de sociétés ouvertes comparables qui correspond au coût du capital moyen pondéré des sociétés comparables. Pour l'approche par le marché, la direction estime la juste valeur selon les sociétés comparables et les transactions effectuées au sein du secteur des services publics. Les hypothèses importantes utilisées pour estimer la juste valeur d'une unité d'exploitation au moyen de l'approche par le résultat portent sur les taux d'actualisation et les taux de croissance, les hypothèses sur la révision des tarifs, notamment en ce qui a trait au coût d'investissement futur, l'évaluation des pertes d'exploitation nettes des unités d'exploitation et les flux de trésorerie projetés liés à l'investissement et à l'exploitation. Des changements défavorables aux hypothèses décrites ci-dessus pourraient entraîner à l'avenir une perte de valeur importante de l'écart d'acquisition rattaché aux unités d'exploitation d'Emera.

Au 31 décembre 2023, une tranche de 5 868 millions de dollars de l'écart d'acquisition d'Emera représente l'excédent du prix d'acquisition de TECO Energy (unités d'exploitation TEC, PGS et NMGC) sur les justes valeurs attribuées aux actifs identifiables acquis et aux passifs pris en charge. Au cours du quatrième trimestre de 2023, des évaluations qualitatives ont été réalisées pour NMGC et PGS en raison de l'excédent important de leur juste valeur par rapport à leur valeur comptable qui a été établi dans le cadre des derniers tests de dépréciation quantitatifs effectués respectivement au quatrième trimestre de 2022 et au quatrième trimestre de 2019. La direction a conclu qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur de ces unités d'exploitation dépasse leur valeur comptable respective, y compris l'écart d'acquisition. Par conséquent, aucun test quantitatif n'a été requis. Compte tenu du temps écoulé depuis le dernier test de dépréciation quantitatif pour l'unité d'exploitation TEC, Emera a choisi de ne pas réaliser d'évaluation qualitative et de procéder plutôt à un test de dépréciation quantitatif au cours du quatrième trimestre de 2023 en utilisant une combinaison de l'approche par le résultat et de l'approche par le marché. Selon ce test, la juste valeur de l'unité d'exploitation TEC dépassait sa valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition, et par conséquent aucune perte de valeur n'a été comptabilisée.

Au quatrième trimestre de 2022, par suite d'une évaluation quantitative, la société a comptabilisé une perte de valeur de 73 millions de dollars au titre de l'écart d'acquisition, réduisant à néant le solde de l'écart d'acquisition au 31 décembre 2022. Se reporter à la note 22 pour en savoir davantage.

Impôts sur les bénéfices et crédits d'impôt à l'investissement

Emera constate les actifs et passifs d'impôts reportés pour les incidences fiscales futures d'événements qui ont été inclus dans les états financiers ou les déclarations de revenus. Les actifs et passifs d'impôts reportés sont calculés d'après l'écart existant entre la valeur comptable des actifs et passifs aux bilans consolidés et leur valeur fiscale respective en utilisant les taux d'imposition qui devraient être en vigueur pendant l'exercice au cours duquel les écarts devraient se résorber. L'incidence d'une modification des taux d'imposition sur les actifs et passifs d'impôts reportés est comptabilisée dans les résultats au cours de la période où la modification entre en vigueur, sauf si elle doit être inscrite dans un compte d'actif réglementaire ou de passif réglementaire en vertu d'une loi ou d'une ordonnance émise par l'organisme de réglementation. Emera constate l'effet des positions fiscales uniquement lorsqu'il est plus probable qu'improbable que ces positions seront réalisées. La direction examine l'information actuelle et historique disponible, y compris l'information prospective, et évalue la probabilité que les actifs d'impôts sur les bénéfices reportés seront recouvrés à même le bénéfice imposable futur et formule des hypothèses sur le moment prévu de la résorption des actifs et passifs d'impôts sur les bénéfices reportés. Si la direction détermine par la suite qu'il est probable qu'une partie ou la totalité d'un actif d'impôts reportés ne sera pas réalisée, une provision pour moins-value est comptabilisée pour tenir compte du montant d'actif d'impôts reportés qui devrait se réaliser.

En général, les crédits d'impôt à l'investissement sont constatés à titre de réduction de la charge d'impôts de la période écoulée ou de périodes futures dans la mesure où la réalisation d'une telle économie est plus probable qu'improbable. Les crédits d'impôt à l'investissement réalisés sur les actifs réglementaires par TEC, PGS et NMGC sont reportés et amortis comme l'exigent les pratiques réglementaires.

TEC, PGS, NMGC et BLPC recouvrent des impôts sur les bénéfices auprès des clients en fonction des impôts sur les bénéfices exigibles et reportés. NSPI, ENL et le gazoduc Brunswick recouvrent des impôts sur les bénéfices auprès des clients en fonction des impôts sur les bénéfices à payer, sauf les impôts sur les bénéfices reportés applicables à certains soldes réglementaires spécifiquement prescrits par les organismes de réglementation. Pour le solde des impôts sur les bénéfices reportés réglementés, NSPI, ENL et le gazoduc Brunswick constatent des actifs ou passifs réglementaires dans la mesure où ils prévoient recouvrer des impôts sur les bénéfices reportés auprès des clients ou rembourser ceux-ci aux clients au cours des exercices futurs. Ces actifs ou passifs réglementés ont été majorés au moyen de leur taux d'imposition respectif pour refléter les impôts sur les bénéfices associés aux produits futurs nécessaires pour financer ces passifs d'impôts reportés, et les économies d'impôts associées à une diminution des produits d'exploitation découlant de la réalisation d'actifs d'impôts reportés. GBPC n'est pas assujettie aux impôts sur les bénéfices.

Emera classe les intérêts et les pénalités associés aux économies d'impôts non comptabilisées respectivement dans les intérêts débiteurs et les charges d'exploitation. Se reporter à la note 10 pour en savoir davantage.

Instruments dérivés et activités de couverture

La société gère son exposition aux risques d'exploitation et de marché normaux au titre des prix des produits de base, des taux de change, des taux d'intérêt et du cours de l'action au moyen de protections contractuelles avec des contreparties, lorsque c'est possible, ainsi qu'au moyen d'instruments financiers, soit principalement des contrats de change à terme et des swaps de devises, des options de taux d'intérêt et des swaps de taux d'intérêt, des dérivés sur actions ainsi que des contrats à terme standardisés, des options, des contrats à terme de gré à gré et des swaps sur le charbon, le pétrole et le gaz. En outre, la société conclut des contrats visant l'achat et la vente de gaz naturel prévoyant la livraison. Les contrats prévoyant la livraison et les contrats financiers sont classés comme des instruments dérivés détenus à des fins de transaction. Collectivement, ces contrats et ces instruments financiers sont considérés comme des instruments dérivés.

La société constate la juste valeur de tous les instruments dérivés au bilan, sauf pour les instruments dérivés non financiers qui répondent aux critères d'exemption en matière d'achats et de ventes courants («AVC»). Les contrats prévoyant la livraison qui satisfont aux critères d'exemption en matière d'AVC ne sont pas comptabilisés au bilan; ils sont constatés dans les résultats lorsqu'ils sont réglés. Un contrat prévoyant la livraison satisfait généralement aux critères d'exemption en matière d'AVC si l'opération est raisonnable en regard des besoins commerciaux de la société, si la contrepartie détient ou contrôle les ressources à proximité pour permettre la livraison des produits de base, si la société désire recevoir la livraison de ces produits et si elle estime que la contrepartie est solvable. La société évalue constamment les contrats désignés en vertu de l'exemption en matière d'AVC et cessera le traitement de ces contrats en vertu de cette exemption si les critères ne sont plus satisfaits.

Les instruments dérivés sont admissibles à la comptabilité de couverture s'ils respectent les exigences rigoureuses concernant la documentation et s'ils assurent une couverture efficace du risque relevé à leur entrée en vigueur et pendant leur durée. Particulièrement pour les couvertures de flux de trésorerie, la variation de la juste valeur des instruments dérivés est reportée dans le CAÉRÉ et comptabilisée dans les résultats au cours de la même période où la couverture de l'élément correspondant est réalisée. Lorsque les exigences de documentation ou d'efficacité ne sont pas respectées, les instruments dérivés sont comptabilisés à la juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées dans le bénéfice net de la période visée, à moins qu'elles ne soient reportées par suite de l'application de la comptabilité réglementaire.

Les instruments dérivés conclus par NSPI, NMGC et GBPC qui sont documentés comme des couvertures économiques ou pour lesquels la société ne s'est pas prévalu de l'exemption en matière d'AVC sont assujettis à un traitement comptable réglementaire. La variation de la juste valeur des instruments dérivés est reportée à titre d'actifs ou de passifs réglementaires. Le gain ou la perte est constaté dans l'élément couvert lorsque ce dernier est réglé. La direction estime que tout gain ou toute perte résultant du règlement de ces instruments dérivés liés au combustible pour la production d'électricité et à l'achat d'électricité sera remis aux clients ou recouvré auprès de ceux-ci à même les tarifs futurs. TEC n'a aucun instrument dérivé de couverture en raison d'un moratoire de cinq ans approuvé par la FPSC sur la couverture d'achats de gaz naturel, qui a pris fin le 31 décembre 2022, et l'échéance a été reportée au 31 décembre 2024, conformément à l'entente de règlement approuvée en 2021 à l'égard de sa demande de révision des tarifs.

Les instruments dérivés qui ne respectent pas les critères ci-dessus sont désignés à titre d'instruments dérivés détenus à des fins de transaction, les variations de la juste valeur étant généralement comptabilisées dans le bénéfice net de la période. La société n'a pas choisi de classer des instruments dérivés dans la catégorie des instruments détenus à des fins de transaction lorsqu'un autre traitement comptable serait utilisé.

Emera classe les gains et pertes sur instruments dérivés comme une composante des produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés, du combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité, ou dans les autres charges, les stocks et les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales en fonction de la nature de l'élément couvert économiquement. La capacité de transport découlant des opérations de commercialisation et de négociation de dérivés est comptabilisée comme un actif au poste «Débiteurs et autres actifs à court terme», et amortie sur la durée du contrat de transport. Les flux de trésorerie provenant des activités liées aux instruments dérivés sont présentés dans la même catégorie que l'élément couvert dans les activités d'exploitation ou d'investissement aux états des flux de trésorerie consolidés. Les instruments dérivés servant à des fins autres que de couverture sont inclus dans les flux de trésorerie d'exploitation dans les états des flux de trésorerie consolidés.

Les instruments dérivés, reflétés dans les bilans consolidés, ne sont pas compensés par la juste valeur du dépôt en garantie avec la même contrepartie. Les droits de réclamer le dépôt en garantie sont constatés dans les débiteurs et autres actifs à court terme, et les obligations de rembourser le dépôt en garantie sont constatées dans les créditeurs.

Contrats de location

À la date de passation d'un contrat, la société apprécie si une entente renferme un contrat de location en évaluant s'il confère le droit de contrôler l'utilisation d'un bien déterminé pour un certain temps, moyennant une contrepartie.

Emera a conclu des contrats de location avec des producteurs d'électricité indépendants et d'autres entreprises de services publics assortis pour les obligations annuelles d'achat d'énergie éolienne et hydroélectrique sur des périodes d'une durée variable qui sont classés comme des contrats de location-financement. Ces derniers ne sont pas présentés dans les bilans consolidés de la société puisque les paiements relatifs à ces contrats sont de nature variable et qu'il n'y a pas de paiements de loyer fixes minimaux. La charge locative liée à ces contrats de location figure au poste «Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés» dans les états des résultats consolidés.

Les obligations locatives et les actifs au titre de droits d'utilisation liés à des contrats de location simple sont comptabilisés dans les bilans consolidés à la date de début selon la valeur actualisée des paiements de loyer minimaux à recevoir sur la durée du contrat de location. Étant donné que la majorité des contrats de location d'Emera ne fournissent pas un taux d'intérêt implicite, le taux d'emprunt marginal à la date de début du contrat de location est utilisé pour déterminer la valeur actualisée des paiements de loyer à recevoir. La charge locative est comptabilisée selon la méthode linéaire sur la durée du contrat de location dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales des états des résultats consolidés.

Lorsque la société est le bailleur, un contrat est un contrat de location-vente s'il satisfait à certains critères et s'il transfère le contrôle du bien sous-jacent au preneur. Pour les contrats où les critères sont satisfaits par la présence d'une garantie de valeur résiduelle par un tiers, le contrat est un contrat de location-financement.

Pour les contrats de location-financement, la société comptabilise un placement net dans le contrat de location qui est composé de la somme des paiements de loyer minimaux et de la valeur résiduelle, déduction faite des frais accessoires estimatifs et des produits non acquis. La différence entre le placement brut et le coût de l'élément loué est comptabilisée comme produits non acquis au début du contrat de location. Les produits non acquis sont comptabilisés dans les résultats sur la durée du contrat de location au moyen d'un taux d'intérêt constant égal au taux de rendement interne du contrat de location.

La comptabilisation des contrats de location-vente est semblable à celle des contrats de location-financement; toutefois, la différence entre la juste valeur et la valeur comptable du bien loué est comptabilisée à la date de début du contrat de location au lieu d'être reportée sur la durée du contrat de location.

Emera a conclu certaines ententes contractuelles qui comprennent des composantes locatives et des composantes non locatives, que la direction a choisi de comptabiliser comme une seule composante de nature locative.

Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions

Les équivalents de trésorerie consistent en des placements à court terme très liquides ayant une échéance initiale de trois mois ou moins à l'acquisition.

Débiteurs et provision pour pertes de crédit

Les comptes clients de services publics sont comptabilisés au montant facturé et ne portent pas intérêt. Les modalités de paiement normales pour les ventes d'électricité et de gaz sont d'environ 30 jours. Des frais de retard peuvent être imputés aux soldes après l'échéance. La société comptabilise des provisions pour les pertes de crédit afin de réduire des comptes clients les montants qui risquent d'être irrécouvrables. La direction estime les pertes de crédit liées aux débiteurs en tenant compte des pertes passées, des dépôts des clients, des faits actuels, des caractéristiques des comptes actuels, et des prévisions raisonnables et justifiables qui ont une incidence sur la recouvrabilité des montants présentés. Les provisions pour pertes de crédit sont passées en charges afin de maintenir la provision globale à un niveau considéré comme adéquat pour couvrir les pertes attendues. Les créances sont radiées et déduites de la provision lorsqu'elles sont réputées irrécouvrables.

Stocks

Les stocks de combustible et de matières sont évalués au coût moyen pondéré ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux montants, sauf si des éléments indiquent que le coût moyen pondéré sera recouvré à même les tarifs futurs des clients.

Dépréciation d'actifs

Actifs à long terme :

Emera évalue si ses actifs à long terme et ses immobilisations incorporelles ont subi une dépréciation lorsque survient un événement déclencheur, comme une grave perturbation des marchés ou la vente d'une importante unité d'exploitation.

L'évaluation comprend la comparaison des flux de trésorerie futurs attendus non actualisés à la valeur comptable de l'actif. Lorsque l'analyse des flux de trésorerie non actualisés indique qu'un actif à long terme n'est pas recouvrable, le montant de la perte de valeur est déterminé en mesurant l'excédent de la valeur comptable sur sa juste valeur estimative. Les hypothèses de la société liées aux résultats d'exploitation futurs ou à d'autres montants recouvrables sont fondées sur une combinaison des résultats passés, des analyses fondamentales économiques, l'activité observée sur le marché et des études de marché indépendantes. Les attentes de la société à l'égard de l'utilisation et de la durée de conservation des actifs reposent sur les budgets et les prévisions à long terme internes qui tiennent compte de facteurs externes et des forces des marchés à chaque date de clôture. Les hypothèses formulées sont conformes aux approches généralement reconnues à l'échelle du secteur et aux hypothèses utilisées pour les activités d'évaluation et de tarification.

Au 31 décembre 2023, il n'existait aucun indice de perte de valeur des actifs à long terme d'Emera. Aucune perte de valeur liée à des actifs à long terme n'a été comptabilisée en 2023 ou en 2022.

Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence :

La valeur comptable des placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence est évaluée pour établir s'il y a eu dépréciation en comparant la juste valeur de ces placements à leur valeur comptable, si une évaluation de la juste valeur a été effectuée, ou en vérifiant la présence d'indices de dépréciation. Si une dépréciation existe et qu'elle est jugée durable, une charge égale à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur du placement est constatée dans les résultats. Aucune dépréciation des placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence n'a été requise en 2023 ni en 2022.

Actifs financiers :

Les placements en titres de capitaux propres, outre ceux qui sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, sont évalués à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les états des résultats consolidés. Les placements en titres de capitaux propres dont la juste valeur ne peut être déterminée facilement sont évalués au coût diminué de toute dépréciation, le cas échéant, majoré ou diminué des changements découlant des variations des cours observables dans le cadre de transactions normales touchant des placements identiques ou similaires. Aucune dépréciation des actifs financiers n'a été requise en 2023 ni en 2022.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations est comptabilisée s'il existe une obligation juridique à l'égard des coûts de cession ou d'enlèvement futurs résultant de la mise hors service permanente, de l'abandon ou de la vente d'un actif à long terme. Une obligation juridique peut exister par suite d'une loi ou d'un règlement existant ou promulgué, d'un contrat écrit ou verbal, ou d'une interprétation juridique selon la théorie de l'irrecevabilité d'une promesse.

Une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations représente la juste valeur des flux de trésorerie estimatifs nécessaires pour s'acquitter de l'obligation future en utilisant le taux sans risque rajusté en fonction du crédit de la société. Les montants sont diminués des dépenses réelles engagées. Les flux de trésorerie futurs estimatifs sont fondés sur les études sur l'amortissement effectuées, les rapports sur la remise en état des lieux, les résultats passés, les durées de vie utile estimatives et les exigences réglementaires des gouvernements. La valeur actuelle du passif est constatée, et la valeur comptable de l'actif à long terme correspondant est accrue en conséquence. Le montant capitalisé au début des activités est amorti de la même manière que l'actif à long terme correspondant. Au fil du temps, le passif est désactualisé à sa valeur future estimative. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont comprises dans «Autres passifs à long terme» et la charge de désactualisation est incluse dans l'amortissement. Toute charge de désactualisation réglementaire non encore approuvée par l'organisme de réglementation est comptabilisée dans les immobilisations corporelles et incluse dans la prochaine étude sur l'amortissement.

Certains des actifs de transport et de distribution de la société pouvaient être assortis d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations conditionnelles qui ne sont pas comptabilisées dans les états financiers consolidés, la juste valeur de celles-ci ne pouvant être raisonnablement estimée en raison du manque d'information. Une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations conditionnelle renvoie à une obligation juridique d'effectuer une mise hors service d'immobilisations dont le calendrier ou le mode de règlement dépend d'un événement futur qui relève ou non du contrôle de l'entité. La direction surveille ces obligations, et un passif est comptabilisé à la juste valeur dans la période où un montant peut être déterminé.

Coûts d'enlèvement

TEC, PGS, NMGC et NSPI comptabilisent les coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations comme des passifs réglementaires. Les coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations représentent les fonds reçus des clients selon les taux d'amortissement pour couvrir les coûts estimatifs futurs d'enlèvement d'immobilisations corporelles non requis par la loi au moment de la mise hors service. Les sociétés comptabilisent des provisions pour les coûts d'enlèvement tout au long de la durée de vie des actifs correspondants en fonction des études sur l'amortissement approuvées par leurs organismes de réglementation respectifs. Les coûts sont estimés selon les résultats passés et les attentes futures, compte tenu du moment prévu des sorties de fonds futures estimatives.

Rémunération à base d'actions

La société offre plusieurs régimes de rémunération à base d'actions, soit un régime d'options sur actions ordinaires à l'intention des dirigeants de la société, un régime d'achat d'actions ordinaires à l'intention des employés, un régime d'unités d'actions différées, un régime d'unités d'actions liées au rendement et un régime d'unités d'actions incessibles. La société comptabilise ses régimes selon la méthode de la juste valeur pour la rémunération à base d'actions. La charge de rémunération à base d'actions est évaluée à la date d'attribution, d'après la juste valeur calculée de l'attribution, et est comptabilisée comme une charge sur la période de services requis de l'employé ou de l'administrateur en utilisant la méthode graduelle d'acquisition des droits. Les régimes de rémunération à base d'actions comptabilisés à titre de passifs sont initialement évalués à la juste valeur et réévalués à la juste valeur chaque date de clôture, la variation du passif étant comptabilisée dans les résultats.

Avantages sociaux

Les coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite à l'intention des employés sont passés en charges au cours des périodes où les employés rendent les services. La société constate la situation de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite au bilan, ainsi que les changements de la situation de capitalisation pendant l'exercice au cours duquel ceux-ci surviennent. La société constate les gains et pertes non amortis et les coûts au titre des services passés dans le CAÉRÉ ou les actifs réglementaires des bilans consolidés. Les composantes du coût net des prestations autres que la composante du coût au titre des services passés sont présentées dans les autres produits nets dans les états des résultats consolidés. Se reporter à la note 21 pour en savoir davantage.

2. PRISES DE POSITION COMPTABLES FUTURES

La société se penche sur l'applicabilité et l'incidence de toutes les ASU publiées par le Financial Accounting Standards Board («FASB»). Les mises à jour suivantes ont été publiées par le FASB, mais comme il est permis elles n'ont pas encore été adoptées par Emera. Les ASU qui ne sont pas énumérées ci-après ont été évaluées et jugées non applicables pour la société ou ayant une incidence non significative sur les états financiers consolidés.

Améliorations apportées aux obligations d'informations à l'égard de l'impôt sur les bénéfices

En décembre 2023, le FASB a publié l'ASU 2023-09, *Income Taxes (Topic 740): Improvements to Income Tax Disclosures*. La norme favorise la transparence, l'utilité décisionnelle et l'efficacité des informations à fournir à l'égard de l'impôt sur les bénéfices en exigeant des catégories uniformes et une ventilation plus détaillée de l'information liée au rapprochement des impôts sur les bénéfices calculés à l'aide du taux d'imposition prévu par la loi en vigueur avec le montant réel des impôts sur les bénéfices et le taux d'imposition effectif, ainsi que la ventilation des impôts sur les bénéfices payés (remboursés) par territoire. La norme exige également de fournir l'information sur le bénéfice (la perte) avant impôts sur les bénéfices et la charge (le recouvrement) d'impôts sur les bénéfices conformément au règlement S-X 210.4-08(h), *Rules of General Application – General Notes to Financial Statements: Income Tax Expense* de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, et de supprimer les informations qui ne sont plus considérées comme avantageuses sur le plan économique ou pertinentes. Les nouvelles modifications seront en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 15 décembre 2024, et pour les périodes intermédiaires des exercices ouverts à compter du 15 décembre 2025. L'adoption anticipée est permise. La norme sera appliquée de façon prospective, l'application rétrospective étant permise. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de la norme sur ses états financiers consolidés.

Améliorations apportées aux obligations d'informations à l'égard des secteurs isolables

En novembre 2023, le FASB a publié l'ASU 2023-07, *Segment Reporting (Topic 280), Improvements to Reportable Segment Disclosures*. La modification apportée à la norme améliore les obligations d'informations à l'égard des secteurs isolables, principalement en obligeant une présentation plus détaillée de l'information sur les dépenses sectorielles importantes. Les modifications améliorent la présentation de l'information financière en exigeant la présentation d'informations sectorielles supplémentaires sur une base annuelle et intermédiaire à toutes les sociétés ouvertes afin de permettre aux investisseurs d'élaborer des analyses financières plus utiles à la prise de décisions. Les nouvelles modifications seront en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 15 décembre 2023, et pour les périodes intermédiaires des exercices ouverts à compter du 15 décembre 2024. L'adoption anticipée est permise. La norme sera appliquée de façon rétrospective. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de la norme sur ses états financiers consolidés.

3. CESSIONS

Le 31 mars 2022, Emera a conclu la vente de sa participation de 51,9 % dans Domlec pour un produit correspondant approximativement à la valeur comptable de cette participation. Domlec était incluse dans le secteur isolable «Autres entreprises de services publics d'électricité» de la société jusqu'à la date de la vente. La vente n'a pas eu d'incidence significative sur les résultats.

4. INFORMATION SECTORIELLE

Emera présente séparément ses secteurs isolables en raison notamment de la diversité de leur cadre d'exploitation, de leur cadre réglementaire et de leurs zones géographiques. Les secteurs sont présentés en fonction des produits, du bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et du total de l'actif de chaque filiale, tels qu'ils sont présentés au principal décideur de l'exploitation de la société.

en millions de dollars	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure	Autres entreprises de services publics d'électricité	Divers	Éliminations inter-sectorielles	Total
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	3 548 \$	1 671 \$	1 510 \$	526 \$	308 \$	- \$	7 563 \$
Produits intersectoriels ¹	8	-	14	-	31	(53)	-
Total des produits d'exploitation	3 556	1 671	1 524	526	339	(53)	7 563
Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	920	699	-	275	-	(13)	1 881
Coût réglementé du gaz naturel	-	-	527	-	-	-	527
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	830	384	405	130	151	(21)	1 879
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	289	45	91	3	5	-	433
Amortissement	571	276	126	68	8	-	1 049
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	-	109	21	4	12	-	146
Autres produits nets	69	32	11	7	20	19	158
Intérêts débiteurs nets ²	271	170	129	23	332	-	925
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	117	(9)	64	-	(44)	-	128
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	-	-	-	1	-	-	1
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	-	66	-	66
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	627 \$	247 \$	214 \$	37 \$	(147) \$	- \$	978 \$
Dépenses en immobilisations	1 736 \$	450 \$	664 \$	63 \$	8 \$	- \$	2 921 \$
Au 31 décembre 2023							
Total de l'actif	21 119 \$	8 634 \$	7 735 \$	1 311 \$	1 938 \$	(1 257) \$	39 480 \$
Placements sous influence notable	- \$	1 236 \$	118 \$	48 \$	- \$	- \$	1 402 \$
Écart d'acquisition	4 628 \$	- \$	1 240 \$	- \$	3 \$	- \$	5 871 \$

- 1) Tous les soldes et toutes les opérations intersociétés importants ont été éliminés à la consolidation, sauf certaines opérations entre les entités à tarifs non réglementés et à tarifs réglementés. La direction estime que l'élimination de ces opérations entraînerait une sous-évaluation des immobilisations corporelles, des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales ou du combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés. Les opérations intersociétés qui n'ont pas été éliminées sont évaluées au montant de la contrepartie établie et acceptée par les parties liées. Les opérations éliminées sont prises en compte dans la détermination des secteurs isolables.
- 2) Le bénéfice net sectoriel est présenté sur une base qui comprend les coûts de financement répartis en interne entre les secteurs Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure et Divers de 95 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

en millions de dollars	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure	Autres entreprises de services publics d'électricité	Divers	Éliminations inter- sectorielles	Total
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	3 280 \$	1 675 \$	1 697 \$	518 \$	418 \$	- \$	7 588 \$
Produits intersectoriels ¹	7	-	7	-	22	(36)	-
Total des produits d'exploitation	3 287	1 675	1 704	518	440	(36)	7 588
Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	1 086	803	-	290	-	(8)	2 171
Coût réglementé du gaz naturel	-	-	800	-	-	-	800
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	625	338	365	123	156	(11)	1 596
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	235	43	83	3	3	-	367
Amortissement	507	259	118	61	7	-	952
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	-	87	21	4	17	-	129
Autres produits nets (charges nettes)	68	24	13	-	23	17	145
Intérêts débiteurs nets ²	185	136	81	19	288	-	709
Perte de valeur de GBPC	-	-	-	73	-	-	73
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	121	(8)	70	-	2	-	185
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	-	-	-	1	-	-	1
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	-	63	-	63
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	596 \$	215 \$	221 \$	(48) \$	(39) \$	- \$	945 \$
Dépenses en immobilisations	1 425 \$	507 \$	574 \$	63 \$	6 \$	- \$	2 575 \$
Au 31 décembre 2022							
Total de l'actif	21 053 \$	8 223 \$	7 737 \$	1 337 \$	2 835 \$	(1 443) \$	39 742 \$
Placements sous influence notable	- \$	1 241 \$	128 \$	49 \$	- \$	- \$	1 418 \$
Écart d'acquisition	4 739 \$	- \$	1 270 \$	- \$	3 \$	- \$	6 012 \$

- 1) Tous les soldes et toutes les opérations intersociétés importants ont été éliminés à la consolidation, sauf certaines opérations entre les entités à tarifs non réglementés et à tarifs réglementés. La direction estime que l'élimination de ces opérations entraînerait une sous-évaluation des immobilisations corporelles, des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales ou du combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés. Les opérations intersociétés qui n'ont pas été éliminées sont évaluées au montant de la contrepartie établie et acceptée par les parties liées. Les opérations éliminées sont prises en compte dans la détermination des secteurs isolables.
- 2) Le bénéfice net sectoriel est présenté sur une base qui comprend les coûts de financement répartis en interne entre les secteurs Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure et Divers de 13 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Information géographique

Produits (fondés sur le pays d'origine du produit vendu ou du service fourni) :

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
États-Unis	5 310 \$	5 346 \$
Canada	1 727	1 725
Barbade	389	384
Bahamas	137	122
Dominique	-	11
	7 563 \$	7 588 \$

Immobilisations corporelles :

Aux en millions de dollars	31 décembre	31 décembre
	2023	2022
États-Unis	18 588 \$	17 382 \$
Canada	4 878	4 689
Barbade	576	583
Bahamas	334	342
	24 376 \$	22 996 \$

5. PRODUITS

Le tableau suivant présente la ventilation des produits de la société par sources principales :

	Électricité			Gaz	Autres		
	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Autres entreprises de services publics d'électricité	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure		Éliminations inter- sectorielles	
en millions de dollars					Divers		Total
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023							
Produits tirés des activités à tarifs réglementés							
Secteur résidentiel	2 307 \$	910 \$	183 \$	724 \$	- \$	- \$	4 124 \$
Secteur commercial	1 083	463	285	425	-	-	2 256
Secteur industriel	274	219	33	93	-	(13)	606
Autres entreprises de services publics d'électricité	395	41	7	-	-	-	443
Reports réglementaires	(522)	-	12	-	-	-	(510)
Divers ¹	19	38	6	199	-	(8)	254
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	62	-		62
Produits tirés des activités à tarifs réglementés	3 556 \$	1 671 \$	526 \$	1 503 \$	- \$	(21) \$	7 235 \$
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés							
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	96	-		96
Autres activités à tarifs non réglementés	-	-	21	27	(23)		25
Réévaluation à la valeur de marché ³	-	-	-	216	(9)		207
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	- \$	- \$	- \$	21 \$	339 \$	(32) \$	328 \$
Total des produits d'exploitation	3 556 \$	1 671 \$	526 \$	1 524 \$	339 \$	(53) \$	7 563 \$

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022

Produits tirés des activités à tarifs réglementés							
Secteur résidentiel	1 799 \$	834 \$	184 \$	800 \$	- \$	- \$	3 617 \$
Secteur commercial	869	427	282	461	-	-	2 039
Secteur industriel	230	353	32	83	-	(7)	691
Autres entreprises de services publics d'électricité	398	28	6	-	-	-	432
Reports réglementaires	(27)	-	6	-	-	-	(21)
Divers ¹	18	33	8	283	-	(7)	335
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	61	-	-	61
Produits tirés des activités à tarifs réglementés	3 287 \$	1 675 \$	518 \$	1 688 \$	- \$	(14) \$	7 154 \$
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés							
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	-	143	-	143
Autres activités à tarifs non réglementés	-	-	-	16	16	(10)	22
Réévaluation à la valeur de marché ³	-	-	-	-	281	(12)	269
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	- \$	- \$	- \$	16 \$	440 \$	(22) \$	434 \$
Total des produits d'exploitation	3 287 \$	1 675 \$	518 \$	1 704 \$	440 \$	(36) \$	7 588 \$

1) Le secteur Divers comprend les produits de location, qui ne correspondent pas à des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

2) Produits liés à la convention de services du gazoduc Brunswick conclue avec Repsol Energy Canada.

3) Produits qui ne correspondent pas à des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

4) Comprendent les gains (pertes) résultant du règlement d'instruments dérivés énergétiques, qui ne correspondent pas à des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

Obligations de prestation qui restent à remplir :

Les obligations de prestation qui restent à remplir se composent principalement de contrats de transport de gaz, de contrats d'éclairage et d'ententes à long terme d'approvisionnement en vapeur à échéances déterminées. Au 31 décembre 2023, le prix de transaction affecté aux obligations de prestation qui restaient à remplir totalisait 488 millions de dollars (450 millions de dollars en 2022). Ce montant comprend les obligations de prestation futures de 134 millions de dollars liées à un contrat de transport de gaz entre SeaCoast et PGS venant à échéance en 2040. Ce montant exclut les contrats ayant une durée prévue initiale de un an ou moins et les montants variables qu'Emera comptabilise dans les produits au montant qu'elle a le droit de facturer pour les services fournis. Emera prévoit comptabiliser des produits liés aux obligations de prestation qui restent à remplir jusqu'en 2043.

6. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Les actifs réglementaires représentent les coûts prudemment engagés qui ont été constatés d'avance parce qu'il est probable qu'ils seront recouverts à même les tarifs ou les droits futurs perçus auprès des clients. La direction estime que les actifs réglementaires existants vont probablement être recouverts, puisque la société a reçu l'approbation nécessaire de l'organisme de réglementation approprié ou en raison d'un précédent réglementaire établi dans des circonstances semblables. Si la direction ne considère plus qu'il est probable qu'un actif sera recouvert, les coûts reportés sont comptabilisés dans les résultats.

Les passifs réglementaires représentent les obligations de verser des remboursements aux clients ou de réduire les produits futurs en raison des recouvrements précédents. Si la direction ne considère plus qu'il est probable qu'un passif sera réglé, le montant correspondant est constaté dans les résultats.

L'amortissement des actifs et passifs réglementaires est approuvé par l'organisme de réglementation respectif.

Aux en millions de dollars	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Actifs réglementaires		
Actifs réglementaires d'impôts reportés	1 233 \$	1 166 \$
Recouvrement par TEC des coûts d'investissement liés à la mise hors service anticipée d'actifs	671	674
Mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible de NSPI	395	307
Régime de retraite et régime d'avantages complémentaires de retraite – soins de santé	364	369
Clauses de recouvrement des coûts	151	707
Reports liés aux instruments dérivés	88	30
Clauses de recouvrement des coûts pour tempêtes	52	138
Mesures environnementales correctives	26	27
Recouvrement des coûts irrécupérables	25	27
Recouvrement par NMGC des coûts du gaz liés à un fait hivernal	-	69
Divers	100	106
	3 105 \$	3 620 \$
À court terme	339 \$	602 \$
À long terme	2 766	3 018
Total des actifs réglementaires	3 105 \$	3 620 \$
Passifs réglementaires		
Provision cumulée – coûts d'enlèvement	849	895
Passifs réglementaires d'impôts reportés	830	877
Clauses de recouvrement des coûts	32	70
Fonds d'autoassurance par BLPC («FAS») (note 32)	29	30
Reports liés aux instruments dérivés	17	230
Règlement des couvertures du gaz de NMGC (note 18)	-	162
Divers	15	9
	1 772 \$	2 273 \$
À court terme	168 \$	495 \$
À long terme	1 604	1 778
Total des passifs réglementaires	1 772 \$	2 273 \$

Actifs et passifs réglementaires d'impôts reportés

Un actif ou passif réglementaire est constaté dans la mesure où la société s'attend à recouvrer des impôts sur les bénéfices reportés auprès des clients ou à les rembourser à ceux-ci au cours des exercices futurs, le cas échéant.

Recouvrement par TEC des coûts d'investissement liés à la mise hors service anticipée d'actifs

Cet actif réglementaire est lié à la valeur comptable nette résiduelle des unités 1 à 3 de la centrale Big Bend et des compteurs intelligents qui ont été mis hors service. Le solde produit un rendement à un taux conforme aux règles de la FPSC et est recouvré et reflété dans les factures des clients, sous un poste distinct, sur une période de 15 ans. Ce mécanisme de recouvrement est autorisé par l'entente de règlement approuvée par la FPSC en 2021 et s'appliquera au-delà de la durée de celle-ci. Se reporter à la rubrique «Projet de modernisation de la centrale Big Bend» dans la section sur TEC ci-après pour en savoir davantage.

Mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible de NSPI

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

Régime de retraite et régime d'avantages complémentaires de retraite – soins de santé

Cet actif est principalement lié à des coûts reportés au titre du régime de retraite et du régime d'avantages complémentaires de retraite de TEC, PGS et NMGC. Il est inclus dans la base tarifaire et produit un rendement à un taux conforme aux règles de la FPSC et de la Public Regulation Commission du Nouveau-Mexique («NMPRC»), selon le cas. Il est amorti sur la durée de service restante des participants du régime.

Clauses de recouvrement des coûts

Ces actifs et passifs sont liés aux clauses et avenants de TEC, de PGS et de NMGC. Ils font l'objet d'un recouvrement ou d'un remboursement dollar pour dollar dans le cadre de mécanismes de recouvrement des coûts approuvés par la FPSC ou la NMPRC, selon le cas, au cours d'une période ultérieure.

Reports liés aux instruments dérivés

Cet actif est principalement lié aux variations de la juste valeur des instruments dérivés qui sont documentés comme des couvertures économiques ou qui ne sont pas admissibles à l'exemption en matière d'AVC, lesquelles variations sont reportées par NSPI à titre d'actifs ou de passifs réglementaires comme il a été approuvé par la Régie. Au moment du règlement de l'élément couvert, le gain ou la perte réalisé(e) est comptabilisé(e) dans le combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés, dans les autres produits, dans les stocks ou dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales, selon la nature de l'élément couvert économiquement.

Clauses de recouvrement des coûts pour tempêtes

Provision pour tempêtes par TEC et PGS :

La provision pour tempêtes est prévue pour les ouragans et autres tempêtes qui peuvent causer d'importants dommages au réseau de TEC et de PGS. Comme le permet la FPSC, si les charges défalquées de la provision pour tempêtes dépassent le montant du passif lié à la provision pour tempêtes, l'excédent doit être comptabilisé comme un actif réglementaire. TEC et PGS peuvent déposer auprès de la FPSC une demande visant à recouvrer les coûts de remise en état sur une période de 12 mois ou plus, selon ce qui sera établi par la FPSC, ainsi qu'à renflouer sa provision. En 2022, TEC et PGS ont été touchés par l'ouragan Ian. Se reporter à la rubrique «Provision pour tempêtes» dans la section sur l'entreprise de services publics d'électricité en Floride ci-après pour en savoir davantage.

Avenant en matière de tempêtes par NSPI :

NSPI a recours à un avenant en matière de tempêtes approuvé par la Régie pour 2023, 2024 et 2025. Il donne à NSPI le choix de déposer une demande de recouvrement de coûts auprès de la Régie si les charges de remise en état liées aux tempêtes dépassent le montant approximatif de 10 millions de dollars pour un exercice donné.

Coûts de remise en état liés aux tempêtes par GBPC :

Cet actif correspond aux coûts de remise en état liés aux tempêtes engagés par GBPC. GBPC conserve une assurance pour ses installations de production d'électricité, tandis que ses réseaux de transport et de distribution ne sont pas couverts par une assurance d'entreprise, comme c'est le cas pour la plupart des entreprises de services publics.

En janvier 2020, la Grand Bahama Port Authority («GBPA») a approuvé le recouvrement, sur une période de cinq ans, de 2021 à 2025, de 15 millions \$ US de coûts de 2019 liés à l'ouragan Dorian.

Les coûts de restauration liés à l'ouragan Matthew en 2016 sont recouverts au moyen d'une charge liée au combustible approuvée. Pour en savoir plus, se reporter à la rubrique «Coûts de remise en état liés aux tempêtes – ouragan Matthew» dans la section sur GBPC ci-après.

Mesures environnementales correctives

Cet actif est principalement lié aux coûts des mesures environnementales correctives adoptées par PGS pour des sites d'usines de gaz manufacturé. Le solde est inclus dans la base tarifaire, compensant en partie le passif connexe, et produit un rendement à un taux conforme aux règles de la FPSC. Le calendrier de recouvrement est établi d'après l'entente de règlement approuvée par la FPSC.

Recouvrement des coûts irrécupérables

En raison de la mise hors service de la turbine à vapeur de GBPC en 2012, la GBPA a approuvé le recouvrement de 21 millions \$ US de coûts irrécupérables au moyen des tarifs d'électricité; le recouvrement est inclus dans la base tarifaire et devrait être compris dans les tarifs des exercices à venir.

Recouvrement par NMGC des coûts du gaz liés à un fait hivernal

En février 2021, l'État du Nouveau-Mexique a subi un froid hivernal extrême qui a entraîné des coûts de gaz additionnels de 108 millions \$ US par rapport aux coûts qu'il aurait normalement payés pendant cette période. NMGC recouvre habituellement les coûts de son approvisionnement en gaz et les coûts liés au gaz au moyen d'une clause d'ajustement des prix du gaz. Le 15 juin 2021, la NMPCRC a approuvé le recouvrement de 108 millions \$ US et des coûts d'emprunt connexes à même les tarifs imposés aux abonnés sur une période de 30 mois s'échelonnant du 1^{er} juillet 2021 au 31 décembre 2023.

Provision cumulée – coûts d'enlèvement

Ce passif réglementaire correspond à la provision pour les coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans TEC, PGS, NMGC et NSPI. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations représentent la juste valeur des flux de trésorerie estimatifs liés à l'obligation juridique de la société de mettre ses immobilisations corporelles hors service. Les coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations représentent les fonds estimatifs reçus des clients selon les taux d'amortissement pour couvrir les coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations corporelles non requis par la loi au moment de la mise hors service, qui sont portés en réduction de la base tarifaire aux fins de l'établissement des tarifs. Ce passif est réduit lorsque les coûts d'enlèvement sont engagés et augmenté lorsque l'amortissement est comptabilisé au titre des actifs existants ou que de nouveaux actifs entrent en service.

Règlement des couvertures du gaz de NMGC

Ce passif réglementaire représente le report réglementaire des options d'achat de gaz exercées à un prix supérieur au prix d'exercice, mais qui ont été réglées après la fin de la période. La valeur des règlements au comptant au titre de ces options sera transférée aux clients grâce à la clause d'ajustement des prix du gaz.

Autres actifs et passifs réglementaires

Comprennent les actifs et passifs réglementaires qui ne sont pas individuellement significatifs.

Cadre réglementaire et mises à jour

Entreprise de services publics d'électricité en Floride

TEC est réglementée par la FPSC et est aussi assujettie à la réglementation de la Federal Energy Regulatory Commission. La FPSC établit les tarifs à un niveau qui permet aux services publics comme TEC de percevoir les produits totaux ou les produits requis selon un montant correspondant au coût de la prestation de leurs services, majoré d'un rendement du capital investi approprié. Les tarifs de base sont déterminés lors d'audiences de la FPSC visant l'établissement des tarifs. Ces audiences peuvent être tenues à la demande de TEC, de la FPSC ou d'une autre partie intéressée.

Le rendement des capitaux propres réglementé approuvé de TEC pour 2023 et 2022 était de 9,25 % à 11,25 %, selon une structure du capital autorisée composée à 54 % de capitaux propres. Un rendement des capitaux propres de 10,20 % (10,20 % en 2022) est utilisé pour le calcul du rendement du capital investi en vertu des clauses.

Tarifs de base :

Le 1^{er} février 2024, TEC a avisé la FPSC de son intention de demander une hausse du tarif de base à compter de janvier 2025, reflétant une hausse des produits requis d'environ 290 à 320 millions \$ US et des ajustements additionnels respectivement d'environ 100 millions \$ US et 70 millions \$ US pour 2026 et 2027. Les tarifs proposés par TEC visent le recouvrement des coûts afférents aux projets de production d'énergie solaire, la capacité de stockage d'énergie, un centre de contrôle de l'énergie plus résilient et modernisé et de nombreux autres projets de résilience et de fiabilité. La fourchette des montants de la demande est une estimation jusqu'à ce que TEC dépose son dossier détaillé en avril 2024. La FPSC devrait entendre l'affaire au troisième trimestre de 2024.

Le 16 août 2023, TEC a déposé une demande en vue de mettre en œuvre les dispositions relatives au rajustement des tarifs de base de production de 2024, conformément à l'entente de règlement approuvée en 2021 à l'égard de sa demande de révision des tarifs. Compte tenu du rajustement au rendement des capitaux propres de TEC, l'augmentation de 22 millions \$ US a été approuvée par la FPSC le 17 novembre 2023.

Recouvrement du combustible et autres clauses de recouvrement des coûts :

TEC a une clause de recouvrement du combustible approuvée par la FPSC qui lui permet de recouvrer les montants au titre des variations des charges liées au combustible auprès des clients en effectuant des rajustements tarifaires annuels. La FPSC approuve annuellement les taux de recouvrement des coûts liés à l'achat d'électricité, la capacité, l'environnement et la conservation, y compris un rendement du capital investi. Les différences entre les coûts du combustible engagés prudemment, les taux de recouvrement des coûts et les montants recouvrés auprès des clients au moyen des tarifs d'électricité au cours d'un exercice sont reportées à titre d'actif ou de passif réglementaire et recouvrees auprès des clients ou remboursées à ceux-ci au cours de périodes futures.

Le 23 janvier 2023, TEC a demandé un rajustement de ses charges liées au combustible afin de recouvrer le sous-recouvrement du combustible pour 2022, d'un montant de 518 millions \$ US, sur une période de 21 mois. La demande concernait également un rajustement des coûts du combustible projetés pour 2023, à savoir une réduction projetée de 170 millions \$ US pour le reste de 2023, dans le but de refléter la baisse des prix du gaz naturel depuis septembre 2022. Les modifications ont été approuvées par la FPSC le 7 mars 2023 et sont entrées en vigueur le 1^{er} avril 2023.

Le rajustement en cours de route au titre du prix du combustible demandé par TEC le 19 janvier 2022 a été approuvé le 1^{er} mars 2022. La hausse tarifaire, en vigueur au premier cycle de facturation en avril 2022, a couvert les coûts de combustible et de capacité plus élevés de 169 millions \$ US et a été répartie sur les factures des clients du 1^{er} avril 2022 jusqu'à décembre 2022.

Projet de modernisation de la centrale Big Bend :

TEC a investi 876 millions \$ US, dont 91 millions \$ US en PFUPC, entre 2018 et 2022 dans la modernisation de la centrale Big Bend. Le projet de modernisation a permis de réalimenter l'unité 1 de la centrale Big Bend au gaz naturel à cycle combiné et d'éliminer le charbon utilisé comme combustible à cette unité. Dans le cadre du projet de modernisation, TEC a mis hors service en 2020 les composantes de l'unité 1 qui ne seraient pas utilisées dans la centrale modernisée et a fait de même pour l'unité 2 de la centrale Big Bend en 2021. TEC a mis hors service l'unité 3 de la centrale Big Bend en 2023, cela étant dans l'intérêt des clients d'un point de vue économique, environnemental et opérationnel. Le 31 décembre 2021, les coûts résiduels des actifs de production alimentés au charbon de la centrale Big Bend mis hors service, soit les unités 1 à 3, de 636 millions \$ US et l'amortissement cumulé de 267 millions \$ US ont été reclassés à titre d'actifs réglementaires au bilan.

Selon l'entente de règlement 2021, TEC recouvrera les coûts associés au projet de modernisation de la centrale Big Bend en deux phases. La première phase a consisté en une hausse des produits afin de couvrir notamment les coûts des actifs en service en 2022. Les coûts résiduels du projet ont été recouvrés au moyen du rajustement qui est entré en vigueur à compter de l'exercice 2023. L'entente de règlement prévoit également une nouvelle charge qui servira à recouvrer les coûts résiduels des actifs de production au charbon mis hors service des unités 1 à 3 de la centrale Big Bend, recouvrement qui est réparti sur 15 ans à compter du 1^{er} janvier 2022. Ce mécanisme de recouvrement a été autorisé par l'entente de règlement approuvée par la FPSC en 2021 et s'appliquera au-delà de la durée de celle-ci.

Provision pour tempêtes :

En septembre 2022, TEC a été touchée par l'ouragan Ian, des coûts de remise en état de 119 millions \$ US ayant été imputés au solde de la provision pour tempêtes de TEC approuvée par la FPSC. Le total des coûts de remise en état imputés à la provision pour tempêtes a dépassé le solde de la provision et a été reporté en tant qu'actif réglementaire aux fins de recouvrement futur.

Le 23 janvier 2023, TEC a demandé le recouvrement de l'actif réglementaire au titre de la provision pour tempêtes auprès de la FPSC ainsi que la reconstitution du solde de la provision pour tempêtes au niveau de provisions pour tempêtes approuvées de 56 millions \$ US, pour un total de 131 millions \$ US. La surcharge visant le recouvrement des coûts pour tempêtes a été approuvée par la FPSC le 7 mars 2023, et TEC a commencé à l'appliquer sur les factures d'avril 2023. Par la suite, le 9 novembre 2023, la FPSC a approuvé la demande de TEC, déposée le 16 août 2023, visant à faire passer le recouvrement total des coûts pour tempêtes à 134 millions \$ US. Elle a également modifié la période prévue de recouvrement du solde de 29 millions \$ US au 31 décembre 2023, la faisant passer des trois premiers mois de 2024 aux douze mois de 2024. Le recouvrement des coûts pour tempêtes est assujéti à l'examen des coûts sous-jacents par mesure de prudence et d'exactitude par la FPSC.

Au cours du troisième trimestre de 2023, TEC a été touchée par l'ouragan Idalia. Les coûts connexes de remise en état pour tempêtes s'élevaient à environ 35 millions \$ US, qui ont été imputés à l'actif réglementaire au titre de la provision pour tempêtes, ce qui a eu une incidence négligeable sur les résultats.

Clause de recouvrement des coûts de protection contre les tempêtes et entente de règlement :

La clause de recouvrement des coûts au titre du plan de protection contre les tempêtes prévoit un processus permettant aux entreprises de services publics de Floride détenues par des investisseurs, y compris TEC, de recouvrer les coûts liés au transport et à la distribution pour les activités supplémentaires qui ne sont pas déjà incluses dans les tarifs de base. Les différences entre les coûts engagés prudemment et recouvrables au titre de la clause et les montants recouverts auprès des clients au moyen des tarifs d'électricité au cours d'un exercice sont reportées et recouvrées auprès des clients ou remboursées à ceux-ci au cours d'un exercice futur. L'entente de règlement a été approuvée le 10 août 2020 et le recouvrement de coûts par TEC a débuté en janvier 2021. Le plan approuvé actuel s'applique aux années 2023, 2024 et 2025 et a été approuvé par la FPSC le 4 octobre 2022.

Entreprises de services publics d'électricité au Canada

NSPI

NSPI est une entreprise de services publics au sens où l'entend la loi de la Nouvelle-Écosse intitulée *Public Utilities Act* et est assujéti à la réglementation en vertu de la *Public Utilities Act* par la Régie. Cette loi confère à la Régie un pouvoir de contrôle sur les activités et les dépenses de NSPI. Les tarifs d'électricité exigés des clients de NSPI sont également soumis à l'approbation de la Régie. Plutôt que d'être assujéti à un processus général d'examen des tarifs une fois par an, NSPI participe à des audiences convoquées occasionnellement à la demande de NSPI ou de la Régie.

NSPI est réglementée conformément au modèle axé sur le coût du service, les tarifs étant fixés pour recouvrer les coûts prudemment engagés afin de fournir des services d'électricité aux clients et d'offrir un rendement raisonnable aux investisseurs. Pour 2023 et 2022, le rendement des capitaux propres réglementé autorisé pour NSPI se situait entre 8,75 % et 9,25 % selon une composante de capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires réglementée réelle, d'après une moyenne calculée sur cinq trimestres, d'un maximum de 40 % de la base tarifaire approuvée.

Demande de hausse tarifaire générale :

Le 2 février 2023, la Régie a approuvé l'entente de règlement relative à la demande de hausse tarifaire générale entre NSPI, des représentants de ses principaux clients et des groupes d'intérêt. Cette entente prévoyait des hausses moyennes des tarifs des clients de 6,9 % à compter du 2 février 2023 et d'autres hausses moyennes de 6,5 % à compter du 1^{er} janvier 2024, tout sous-recouvrement ou recouvrement en trop de coûts de combustible traité conformément au processus officiel prévu par le mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible de la Régie. Elle a également établi un avenant en matière de tempêtes et un avenant lié au programme de gestion axée sur la demande. Le 27 mars 2023, la Régie a émis une ordonnance finale approuvant les tarifs d'électricité à compter du 2 février 2023.

Recouvrement du combustible :

Pour la période de 2020 à 2022, NSPI a exercé ses activités selon un plan de stabilité sur trois ans, aucun rajustement tarifaire du combustible lié au sous-recouvrement des coûts du combustible et des coûts liés au combustible n'étant comptabilisé pour la période.

Le 29 janvier 2024, NSPI a déposé une demande auprès de la Régie pour l'approbation d'une structure qui commencerait à recouvrer le solde lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible. Dans le cadre de la demande, NSPI a demandé l'approbation de la vente d'une tranche de 117 millions de dollars de l'actif réglementaire lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible à Invest Nova Scotia, société d'État provinciale, le produit devant être versé à NSPI une fois l'approbation obtenue. NSPI a demandé l'approbation de recouvrer auprès des clients l'amortissement et les coûts de financement de 117 millions de dollars pour le compte d'Invest Nova Scotia sur une période de 10 ans, et de verser ces montants à Invest Nova Scotia à mesure qu'ils sont recouvrés, réduisant ainsi les hausses tarifaires à court terme imposées aux clients dans le cadre du processus prévu par le mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible actuel. Si la demande est approuvée, cette tranche de l'actif réglementaire lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible serait retirée des bilans consolidés et NSPI recouvrerait le solde pour le compte d'Invest Nova Scotia à même ses tarifs à compter de 2024.

Avenant en matière de tempêtes :

L'avenant est entré en vigueur à la date de la demande de hausse tarifaire générale. La demande de report et de recouvrement de l'avenant en matière de tempêtes est présentée dans l'année qui suit celle où les coûts sont engagés, et le recouvrement commence dans l'année qui suit celle de la demande. Le total des charges de remise en état liées aux tempêtes pour 2023 s'est élevé à 31 millions de dollars, dont une tranche de 21 millions de dollars a été reportée à l'avenant en matière de tempêtes.

Ouragan Fiona :

Le 31 octobre 2023, NSPI a présenté une demande à la Régie pour reporter des coûts d'exploitation additionnels de 24 millions de dollars engagés dans le cadre des efforts de remise en état à la suite de l'ouragan Fiona en septembre 2022. NSPI cherche à obtenir l'amortissement des coûts sur une période devant être approuvée par la Régie dans le cadre d'un prochain processus d'établissement des tarifs. Au 31 décembre 2023, le montant de 24 millions de dollars était reporté et inscrit dans les autres actifs à long terme, en attente de l'approbation de la Régie.

Lien maritime :

Le lien maritime est un projet de transport de 1,8 milliard de dollars (incluant la PFUPC) qui comprend deux câbles sous-marins de 170 kilomètres reliant l'île de Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse. Le lien maritime a été mis en service le 15 janvier 2018 et NSPI a commencé à verser les cotisations provisoires à NSPML à cette date.

Tout écart entre les montants recouvrés auprès des clients au moyen des tarifs et ceux approuvés par la Régie dans le cadre de la demande de cotisation provisoire de NSPML sera éliminé au moyen du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible.

Programme de plafonnement et d'échange de la Nouvelle-Écosse :

Au 31 décembre 2022, le mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible comprenait un montant cumulatif de 166 millions de dollars en coûts du combustible lié à l'achat comptabilisé de crédits d'émission et un montant de 6 millions de dollars lié à des crédits achetés dans le cadre d'enchères provinciales. Le 16 mars 2023, la province de la Nouvelle-Écosse a attribué à NSPI des quotas d'émissions supplémentaires suffisants pour être conforme pour la période de 2019 à 2022. Par conséquent, les coûts de conformité comptabilisés de 166 millions de dollars ont été contrepassés au premier trimestre de 2023. Les crédits que NSPI a achetés dans le cadre d'enchères provinciales totalisant 6 millions de dollars n'ont pas été remboursés et aucun autre coût n'a été engagé afin d'être conforme au programme de plafonnement et d'échange.

Tarification de la demande active d'un client industriel de grande envergure :

Le 5 juillet 2023, NSPI a reçu l'approbation de la Régie afin de modifier la méthode selon laquelle est calculé le recouvrement des coûts du combustible auprès d'un client industriel. En raison de l'importante volatilité des prix des produits de base en 2022, l'ancienne méthode n'établissait pas de manière raisonnable le coût du combustible pour servir ce client. La modification de la méthode, en vigueur le 1^{er} janvier 2022, entraîne un transfert des coûts du combustible de ce client industriel au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible. Cet ajustement a été comptabilisé au deuxième trimestre de 2023, entraînant une augmentation de 51 millions de dollars de l'actif réglementaire lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible et une diminution correspondante des produits non facturés inclus dans les débiteurs et autres actifs à court terme. Cet ajustement a eu une incidence négligeable sur les résultats.

NSPML

La quote-part des bénéfices tirés du lien maritime dépend du rendement des capitaux propres approuvé et du rendement opérationnel de NSPML. La fourchette de rendement des capitaux propres réglementé autorisée par NSPML est de 8,75 % à 9,25 %, selon une composante de capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires réglementée réelle, d'après une moyenne calculée sur cinq trimestres, d'un maximum de 30 %.

Les obligations de livraison de Nalcor au titre du bloc de la Nouvelle-Écosse sont entrées en vigueur le 15 août 2021, et les livraisons se poursuivront au cours des 35 prochaines années conformément aux ententes.

En février 2022, la Régie a rendu sa décision et l'ordonnance du conseil, dans lesquelles elle approuve la demande de NSPML à l'égard de la base tarifaire pour un montant d'environ 1,8 milliard de dollars moins les coûts d'un montant de 9 millions de dollars (7 millions de dollars après impôts), qui n'auraient pas été recouvrables s'ils avaient été engagés par NSPI.

Le 4 octobre 2023 et le 31 janvier 2024, la Régie a rendu des décisions qui fournissent des précisions sur les aspects restants du mécanisme de retenue du lien maritime, principalement en ce qui a trait au versement des montants de retenue passés et futurs et aux dispositions visant à mettre fin au mécanisme de retenue. Dans le cadre de ces décisions, la Régie a souscrit à la demande de la société selon laquelle une tranche de 12 millions de dollars (8 millions de dollars en 2022 et 4 millions de dollars en 2023) de la retenue comptabilisée antérieurement demeure créditée au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible de NSPI, le solde étant versé à NSPML et comptabilisé à titre de résultat des placements dans des sociétés satellites d'Emera. NSPML n'a comptabilisé aucune retenue additionnelle au quatrième trimestre de 2023. La Régie a également confirmé que le mécanisme de retenue prendra fin une fois que 90 % des livraisons requises au titre du bloc de la Nouvelle-Écosse auront été effectuées pendant 12 mois consécutifs (sous réserve d'un allègement potentiel pour les interruptions planifiées ou les circonstances exceptionnelles) et que le solde net des livraisons non effectuées est inférieur à 10 % du montant annuel fixé par des contrats. En outre, la Régie a augmenté le montant de la retenue mensuelle, qui est passé de 2 millions de dollars à 4 millions de dollars à compter du 1^{er} décembre 2023.

Le 21 décembre 2023, NSPML a reçu l'approbation pour réclamer de NSPI un montant allant jusqu'à 164 millions de dollars (164 millions de dollars en 2023) pour le recouvrement de coûts liés au lien maritime en 2024, sujet à une retenue mensuelle allant jusqu'à 4 millions de dollars, comme il est susmentionné.

Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure

PGS

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

Le rendement des capitaux propres approuvé de PGS pour 2023 et 2022 était de 8,9 % à 11,0 %, avec un point médian de 9,9 %, selon une structure du capital autorisée composée à 54,7 % de capitaux propres.

Tarifs de base :

Le 4 avril 2023, PGS a déposé une demande de révision des tarifs auprès de la FPSC et une audience relative à cette question a eu lieu en septembre 2023. Le 9 novembre 2023, la FPSC a approuvé une augmentation de 118 millions \$ US des produits tirés du tarif de base, ce qui comprend un montant de 11 millions \$ US transféré de l'avenant de remplacement des conduites en fonte et en acier brut, pour une augmentation additionnelle nette de 107 millions \$ US des produits tirés du tarif de base. Cette augmentation reflète une fourchette de rendement des capitaux propres ayant un point médian de 10,15 %, selon une structure du capital autorisée composée à 54,7 % de capitaux propres. Une ordonnance finale a été rendue le 27 décembre 2023, les nouveaux tarifs entrant en vigueur en janvier 2024.

L'entente relative à la demande de révision des tarifs de 2020 permet à PGS de récupérer jusqu'en 2023 un amortissement cumulé d'un montant total de 34 millions \$ US. PGS a récupéré une part de 20 millions \$ US de l'amortissement cumulé en 2023 et un total de 14 millions \$ US en 2022.

Recouvrement du combustible :

PGS recouvre les coûts de son approvisionnement en gaz et le transport interétatique pour l'approvisionnement de son réseau au moyen de sa clause d'ajustement des prix du gaz. Cette clause est conçue afin de recouvrer les coûts réels engagés par PGS pour l'achat de gaz, de services d'entreposage de gaz, de capacité des gazoducs interétatiques et autres éléments associés à l'achat, à la distribution et à la vente de gaz naturel à ses clients. Ces charges peuvent être ajustées chaque mois selon un plafond approuvé annuellement par la FPSC.

Recouvrement au titre des programmes de conservation de l'énergie et de remplacement de conduites :

Chaque année, la FPSC approuve une charge de conservation destinée à permettre à PGS de recouvrer les dépenses prudemment engagées dans l'élaboration et la mise en œuvre de programmes de conservation de l'énergie exigés par les lois de la Floride et assujettis à l'approbation et à la surveillance de la FPSC. PGS a aussi une clause de remplacement des conduites en fonte et en acier brut pour recouvrer le coût engagé par l'accélération du remplacement des conduites de fonte et d'acier brut du réseau de PGS. En février 2017, la FPSC a approuvé d'étendre la disposition relative aux conduites en fonte et en acier brut dans le but de permettre le recouvrement des coûts du remplacement accéléré de certaines conduites en plastique désuètes. PGS estime que la majorité des conduites en fonte et en acier brut ont été retirées de son réseau, le remplacement des conduites en plastique désuètes se poursuivant jusqu'en 2028 aux termes de l'avenant.

NMGC

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

Le rendement des capitaux propres autorisé de NMGC pour 2023 et 2022 était de 9,375 %, selon une structure du capital autorisée composée à 52 % de capitaux propres.

Tarifs de base :

Le 14 septembre 2023, NMGC a déposé une demande de révision des tarifs de base auprès de la NMPRC, lesquels s'appliqueraient à compter du quatrième trimestre de 2024. NMGC a demandé un montant de 49 millions \$ US au titre des produits annuels tirés du tarif de base en raison principalement de la hausse des coûts d'exploitation et des investissements de capital dans les projets de gazoducs et l'infrastructure s'y rattachant. La demande comprend un rendement des capitaux propres de 10,5 %.

Recouvrement du combustible :

NMGC recouvre les coûts de son approvisionnement en gaz au moyen d'une clause d'ajustement des prix du gaz. Cette clause est conçue afin de recouvrer les coûts réels engagés par NMGC dans le cadre d'achats de gaz, de services d'entreposage de gaz, de capacité des gazoducs interétatiques et d'autres éléments associés à l'achat, au transport, à la distribution et à la vente de gaz naturel à ses clients. NMGC peut ajuster ces coûts chaque mois selon les coûts du gaz prévus pour le mois suivant et selon le sous-recouvrement ou le recouvrement en trop du mois précédent. La NMPRC exige que NMGC dépose un rapprochement des coûts et des recouvrements pour la période au titre de la clause chaque année. NMGC doit également déposer un suivi de la clause tous les quatre ans auprès de la NMPRC afin de prouver que l'utilisation de la clause est raisonnable et nécessaire. NMGC a reçu l'approbation de son suivi de la clause en décembre 2020, pour la période de quatre ans prenant fin en décembre 2024.

Actif réglementaire des programmes de gestion de l'intégrité :

Une part des dépenses annuelles de NMGC en infrastructure est réservée aux programmes de gestion de l'intégrité (PGI) ou au remplacement ou à la modernisation des infrastructures existantes. Ces programmes sont alignés à la fois sur les plans de gestion de l'intégrité de NMGC et sur les mandats provenant aussi bien du gouvernement fédéral que des différents États. En décembre 2020, NMGC a reçu l'autorisation, en réponse à sa demande de révision des tarifs, de reporter des coûts à titre d'actif réglementaire des PGI pour certaines de ses dépenses d'investissement relevant des PGI et ayant lieu entre le 1^{er} janvier 2022 et le 31 décembre 2023. Dans sa demande de révision des tarifs du 13 décembre 2021, NMGC a demandé à recouvrer cet actif réglementaire. Le 30 novembre 2022, la NMPRC a émis une ordonnance définitive qui comprenait l'approbation du recouvrement de l'actif réglementaire des PGI.

Gazoduc Brunswick

Le gazoduc Brunswick est un gazoduc de 145 kilomètres qui assure le transport de gaz naturel depuis le terminal d'importation de gaz naturel liquéfié Saint John, près de Saint John, au Nouveau-Brunswick, jusqu'aux marchés du nord-est des États-Unis. Le gazoduc Brunswick a conclu avec Repsol Energy North America Canada Partnership une convention de services ferme de 25 ans commençant en juillet 2009. La convention prévoit une hausse des droits prédéterminée à la cinquième année et à la quinzième année du contrat. Le gazoduc est considéré comme un gazoduc du Groupe II réglementé par la Régie de l'énergie du Canada («REC»). Le tarif de transport du gaz de la REC est déposé par le gazoduc Brunswick conformément aux exigences de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* et précise les modalités et conditions se rattachant au transport effectué par le gazoduc.

Autres entreprises de services publics d'électricité

BLPC

The Barbados Light & Power Company Limited («BLPC») est régie par la Fair Trading Commission («FTC») en vertu des *Utilities Regulation (Procedural) Rules 2003*. BLPC est réglementée conformément au modèle axé sur le coût du service, les tarifs étant fixés pour recouvrer les coûts prudemment engagés afin de fournir des services d'électricité aux clients plus un rendement approprié du capital investi. Le rendement réglementé approuvé au titre de la base tarifaire de BLPC pour 2023 et 2022 était de 10 %.

Permis :

BLPC exerce actuellement ses activités en vertu d'un seul permis intégré visant la production, le transport et la distribution de l'électricité sur l'île de la Barbade jusqu'en 2028. En 2019, le gouvernement de la Barbade a adopté une loi exigeant plusieurs permis pour l'approvisionnement en électricité. En 2021, BLPC a conclu une entente commerciale avec le gouvernement de la Barbade pour chacun des types de permis, sous réserve de l'adoption de la loi de mise en œuvre. À l'heure actuelle, la date finale de l'entrée en vigueur n'est pas encore connue, mais BLPC s'emploiera à la mise en œuvre des permis une fois qu'ils seront en vigueur.

Tarifs de base :

En 2021, BLPC a présenté à la FTC une demande de hausse tarifaire générale. En septembre 2022, la FTC a accordé à BLPC un allègement tarifaire provisoire, permettant une augmentation des tarifs de base d'environ 1 million \$ US par mois. Le 15 février 2023, la FTC a rendu une décision concernant la demande comprenant les éléments importants suivants : un rendement des capitaux propres réglementé autorisé de 11,75 %, une structure du capital composée à 55 % de capitaux propres, une directive pour la mise à jour des principales composantes de la base tarifaire au 16 septembre 2022, une directive pour l'établissement de passifs réglementaires d'environ 50 millions \$ US associés au fonds d'autoassurance («FAS»), des avantages d'exercices antérieurs constatés à la réévaluation des impôts reportés de 5 millions \$ US, et un amortissement cumulé de 16 millions \$ US. Le 7 mars 2023, BLPC a présenté une requête pour une révision et une modification (la «requête») et demandé une suspension de la décision de la FTC, qui a été accordée subséquemment. Le 20 novembre 2023, la FTC a rendu sa décision, rejetant la requête. Les tarifs provisoires demeurent en vigueur jusqu'à une date qui sera déterminée dans une décision et une ordonnance finales.

Le 1^{er} décembre 2023, BLPC a interjeté appel de certains aspects des décisions de la FTC du 15 février et du 20 novembre 2023 devant la Cour suprême de la Barbade à la Haute Cour de justice (la «Cour») et demandé qu'elles soient suspendues. Le 11 décembre 2023, la Cour a accordé la suspension. BLPC est d'avis que la FTC a commis des erreurs de droit et de compétence dans ses décisions et estime que l'appel pourrait être accueilli et, par conséquent, les rajustements liés à la base tarifaire et aux tarifs définitifs de BLPC, y compris les rajustements liés aux actifs et passifs réglementaires, n'ont pas été comptabilisés pour le moment.

Recouvrement du combustible :

Les coûts de combustible de BLPC passent par un mécanisme de transfert des coûts du combustible qui permet le recouvrement auprès des clients de tous les coûts du combustible prudemment engagés en temps opportun. Le calcul de la charge liée au combustible est rajusté mensuellement et soumis à la FTC pour approbation.

Programme de transition vers l'énergie propre (le «PTEP») :

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

Couverture des coûts du combustible :

Le 21 octobre 2021, la FTC a approuvé la demande de BLPC visant la mise en œuvre d'un programme de couverture des coûts du combustible qui sera pris en considération dans le calcul du rajustement aux termes de la clause relative au combustible. Le 10 novembre 2021, BLPC a demandé à la FTC d'examiner l'entente de partage à parts égales des coûts requise entre BLPC et les clients relativement aux frais administratifs liés au programme de couverture ainsi qu'aux gains et aux pertes qui en découlent.

GBPC

GBPC est réglementée par la GBPA, qui lui a accordé, 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. Les tarifs sont fixés pour recouvrer les coûts prudemment engagés afin de fournir des services d'électricité aux clients plus un rendement approprié de la base tarifaire. Le rendement réglementé approuvé au titre de la base tarifaire de GBPC était de 8,32 % pour 2023 (8,23 % pour 2022).

Tarifs de base :

Un mécanisme de transfert des coûts du combustible et une politique d'examen des tarifs assurent le suivi des nouveaux tarifs soumis tous les trois ans. Le 14 janvier 2022, la GBPA a rendu sa décision concernant la demande de hausse tarifaire que GBPC avait déposée auprès d'elle le 23 septembre 2021. La décision, qui est entrée en vigueur le 1^{er} avril 2022, permet une hausse des produits de 3,5 millions \$ US. Les tarifs sont fondés sur un rendement des capitaux propres réglementé de 12,84 %.

Recouvrement du combustible :

Les coûts de combustible de GBPC passent par un mécanisme de transfert des coûts du combustible qui permet le recouvrement auprès des clients de tous les coûts du combustible prudemment engagés en temps opportun.

À compter du 1^{er} novembre 2022, les coûts du combustible transférés de GBPC ont augmenté en raison d'une hausse des prix du pétrole à l'échelle mondiale qui s'est répercutée sur les coûts du combustible non couverts. En 2023, les coûts du combustible transférés ont été ajustés mensuellement en fonction des coûts réels du combustible.

Coûts de remise en état liés aux tempêtes – ouragan Matthew :

Dans le cadre du recouvrement des coûts engagés à la suite de l'ouragan Matthew, en 2016, la GBPA a approuvé une charge liée au combustible à un coût fixe par kWh et autorisé la comptabilisation de l'écart entre ce coût et le coût réel du combustible à titre d'actif réglementaire lié à l'ouragan Matthew. Dans sa décision rendue le 14 janvier 2022 sur la demande de hausses tarifaires de GBPC et qui entrera en vigueur le 1^{er} avril 2022, la GBPA a approuvé l'amortissement continu de l'actif réglementaire résiduel sur la période de trois ans qui prendra fin le 31 décembre 2024.

7. PLACEMENTS SOUS INFLUENCE NOTABLE ET QUOTE-PART DU BÉNÉFICE DES PLACEMENTS DANS DES SOCIÉTÉS SATELLITES

en millions de dollars	Valeur comptable aux 31 décembre		Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites pour les exercices clos les 31 décembre		Pourcentage de participation
	2023	2022	2023	2022	2023
LIL ¹	747 \$	740 \$	63 \$	58 \$	31,0
NSPML	489	501	46	29	100,0
M&NP ²	118	128	21	21	12,9
Lucelec ²	48	49	4	4	19,5
Bear Swamp ³	-	-	12	17	50,0
	1 402 \$	1 418 \$	146 \$	129 \$	

- 1) Emera détient en propriété indirecte la totalité des parts de catégorie B, soit 24,5 % du total des parts émises. Le pourcentage de la participation dans LIL est susceptible de changer selon les investissements qu'Emera et Nalcor Energy devront continuer d'effectuer pour mener à bien la construction de LIL. Le pourcentage ultime du placement d'Emera dans LIL sera déterminé lors de l'établissement des coûts finaux au titre de tous les projets de transport liés aux projets de mise en valeur à Muskrat Falls, y compris les projets de LIL, des actifs de transport du Labrador et du lien maritime, de sorte que le total du placement d'Emera dans le lien maritime et LIL corresponde à 49 % des coûts de tous ces projets de transport.
- 2) Emera exerce une influence notable sur les décisions d'exploitation et les décisions financières de ces sociétés par l'entremise d'une représentation au sein du conseil d'administration et, par conséquent, comptabilise son placement dans ces entités selon la méthode de la mise en équivalence.
- 3) Le solde du placement dans Bear Swamp est créditeur, principalement en raison d'une distribution de 179 millions de dollars reçue en 2015. Le solde créditeur du placement dans Bear Swamp de 81 millions de dollars (95 millions de dollars en 2022) est comptabilisé dans les autres passifs à long terme des bilans consolidés.

Les placements dans des sociétés satellites comprennent un écart de 10 millions de dollars entre le coût et la juste valeur sous-jacente de l'actif de la société émettrice à la date d'acquisition. L'excédent est attribuable à l'écart d'acquisition.

Emera comptabilise sa quote-part des droits variables dans NSPML comme un placement dans une société satellite (note 32). Le tableau qui suit résume les bilans consolidés de NSPML :

Aux en millions de dollars	2023	31 décembre 2022
Bilans		
Actif à court terme	21 \$	17 \$
Immobilisations corporelles	1 473	1 517
Actifs réglementaires	272	265
Actif à long terme	29	29
Total de l'actif	1 795 \$	1 828 \$
Passif à court terme	48 \$	48 \$
Dette à long terme ¹	1 109	1 149
Passif à long terme	149	130
Capitaux propres	489	501
Total du passif et des capitaux propres	1 795 \$	1 828 \$

- 1) La dette liée au projet est garantie par le gouvernement du Canada.

8. AUTRES PRODUITS NETS

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
Résultat d'intérêts	43 \$	25 \$
PFUPC	38	52
Recouvrement des coûts des services à long terme du régime de retraite	35	24
Gains (pertes) de change	20	(26)
Décision à l'égard de TECO Guatemala Holdings ¹	-	63
Divers	22	7
	158 \$	145 \$

1) Le 15 décembre 2022, un paiement de 63 millions de dollars a été versé par la République du Guatemala à TECO Energy en règlement de la deuxième et dernière décision rendue par le tribunal du Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements à l'égard d'un litige concernant un placement dans TGH, filiale en propriété exclusive de TECO Energy.

9. INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

Les intérêts débiteurs nets se composent de ce qui suit :

Pour les en millions de dollars canadiens	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
Intérêts sur la dette	954 \$	727 \$
Provision pour fonds empruntés utilisés pendant la construction	(16)	(21)
Divers	(13)	3
	925 \$	709 \$

10. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

La provision pour impôts sur les bénéfices, pour les exercices clos les 31 décembre, diffère de celle qui est calculée d'après la combinaison du taux d'imposition fédéral et du taux d'imposition provincial prévus par la loi pour les raisons suivantes :

en millions de dollars	2023	2022
Bénéfice avant provision pour impôts sur les bénéfices	1 173 \$	1 194 \$
Taux d'imposition prévu par la loi	29,0 %	29,0 %
Impôts sur les bénéfices au taux d'imposition prévu par la loi	340	346
Impôts reportés sur les bénéfices réglementés comptabilisés comme actifs réglementaires et passifs réglementaires	(72)	(70)
Crédits d'impôt	(53)	(18)
Variation du taux d'impôt étranger	(36)	(44)
Amortissement des passifs réglementaires d'impôts sur les bénéfices reportés	(33)	(33)
Incidence fiscale de la quote-part du bénéfice dans des sociétés satellites	(15)	(10)
Perte de valeur de GBPC	-	21
Divers	(3)	(7)
Charge d'impôts sur les bénéfices	128 \$	185 \$
Taux d'imposition effectif	11 %	15 %

Le 16 août 2022, la loi sur la réduction de l'inflation aux États-Unis (*Inflation Reduction Act*) a été promulguée. Elle comporte de nombreux incitatifs fiscaux pour l'énergie propre, y compris la prolongation et la modification de crédits d'impôts à l'investissement et à la production existants pour les projets qui seront mis en service en 2024, et introduit de nouveaux crédits d'impôts relatifs à l'énergie propre et neutres du point de vue technologique qui entreront en vigueur en 2025. Au 31 décembre 2023, la société a comptabilisé un passif réglementaire de 30 millions de dollars (9 millions de dollars en 2022) dans les bilans consolidés conformément à son obligation de transférer aux clients les économies d'impôts supplémentaires réalisées.

Le tableau suivant illustre la composition des impôts sur les bénéfices tirés des activités poursuivies présentés dans les états des résultats consolidés des exercices clos les 31 décembre :

en millions de dollars	2023	2022
Impôts sur les bénéfices exigibles		
Canada	26 \$	25 \$
États-Unis	5	8
Impôts sur les bénéfices reportés		
Canada	93	122
États-Unis	128	252
Crédits d'impôt à l'investissement		
États-Unis	(29)	(7)
Reports en avant de pertes d'exploitation		
Canada	(93)	(94)
États-Unis	(2)	(121)
Charge d'impôts sur les bénéfices	128 \$	185 \$

Le tableau suivant illustre la composition du bénéfice avant provision pour impôts sur les bénéfices présenté dans les états des résultats consolidés des exercices clos les 31 décembre :

en millions de dollars	2023	2022
Canada	171 \$	173 \$
États-Unis	964	1 063
Divers	38	(42)
Bénéfice avant provision pour impôts sur les bénéfices	1 173 \$	1 194 \$

Les actifs et passifs d'impôts sur les bénéfices reportés présentés dans les bilans consolidés aux 31 décembre se présentaient comme suit :

en millions de dollars	2023	2022
Actifs d'impôts sur les bénéfices reportés :		
Reports en avant de pertes fiscales	1 195 \$	1 207 \$
Reports en avant de crédits d'impôt	454	415
Instruments dérivés	205	45
Passifs réglementaires	175	264
Divers	372	341
Total des actifs d'impôts sur les bénéfices reportés avant la provision pour moins-value	2 401	2 272
Provision pour moins-value	(363)	(312)
Total des actifs d'impôts sur les bénéfices reportés après la provision pour moins-value	2 038 \$	1 960 \$
(Passifs) d'impôts sur les bénéfices reportés :		
Immobilisations corporelles	(3 223) \$	(2 981) \$
Instruments dérivés	(235)	(125)
Placements sous influence notable	(216)	(181)
Actifs réglementaires	(196)	(310)
Divers	(312)	(322)
Total du passif d'impôts sur les bénéfices reportés	(4 182) \$	(3 919) \$
Présentation dans les bilans consolidés :		
Actifs d'impôts sur les bénéfices reportés à long terme	208 \$	237 \$
Passifs d'impôts sur les bénéfices reportés à long terme	(2 352)	(2 196)
Passifs d'impôts sur les bénéfices reportés nets	(2 144) \$	(1 959) \$

Compte tenu de tous les éléments probants concernant l'utilisation des actifs d'impôts sur les bénéfices reportés de la société, il a été déterminé que la réalisation de tous les actifs d'impôts sur les bénéfices reportés comptabilisés par Emera est plus probable qu'improbable, à l'exception des reports en avant de certaines pertes et des pertes en capital latentes sur la dette à long terme et les placements. Une provision pour moins-value de 363 millions de dollars était comptabilisée au 31 décembre 2023 (312 millions de dollars en 2022) relativement aux reports en avant de pertes, à la dette à long terme et aux placements.

La société entend réinvestir indéfiniment les bénéfices réalisés par certains établissements à l'étranger. Par conséquent, 4,7 milliards de dollars au 31 décembre 2023 (3,8 milliards de dollars en 2022) en écarts temporaires cumulatifs, pour lesquels des impôts reportés pourraient être autrement exigés, n'ont pas été comptabilisés. Il est impossible d'estimer le montant des impôts sur les bénéfices et des impôts déduits à la source qui pourrait être exigible en cas de résorption des écarts temporaires.

Les reports en avant de pertes d'exploitation nettes, de pertes en capital et de crédits d'impôt d'Emera et leur période d'expiration au 31 décembre 2023 se composaient de ce qui suit :

en millions de dollars	Report en avant	Faisant l'objet d'une provision pour moins-value	Report en avant, montants nets	Période d'expiration
Canada				
Pertes d'exploitation nettes	2 914 \$	(1 164) \$	1 750 \$	2026-2043
Pertes en capital	73	(73)	-	Indéfinie
États-Unis				
Pertes d'exploitation nettes fédérales	1 360 \$	(1) \$	1 359 \$	2036-indéfinie
Pertes d'exploitation nettes étatiques	1 003	(1)	1 002	2026-indéfinie
Crédits d'impôt	454	(3)	451	2025-2043
Divers				
Pertes d'exploitation nettes	81 \$	(28) \$	53 \$	2024-2030

Le tableau suivant donne le détail de la variation des économies d'impôts non comptabilisées pour les exercices clos les 31 décembre :

en millions de dollars	2023	2022
Solde aux 1 ^{er} janvier	33 \$	28 \$
Augmentations attribuables aux positions fiscales de l'exercice considéré	5	5
Augmentations attribuables aux positions fiscales d'un exercice antérieur	1	2
Diminutions attribuables aux positions fiscales d'un exercice antérieur	(2)	(2)
Solde aux 31 décembre	37 \$	33 \$

Les économies d'impôts non comptabilisées ont trait au calendrier de certaines déductions d'impôts de NSPI et aux crédits d'impôt pour la recherche et le développement principalement de TEC. Les économies d'impôts non comptabilisées au 31 décembre 2023 totalisaient 37 millions de dollars (33 millions de dollars en 2022). Ce montant aurait une incidence sur le taux d'imposition effectif s'il était comptabilisé. Les intérêts courus relativement aux économies d'impôts non comptabilisées totalisaient 9 millions de dollars (7 millions de dollars en 2022) et un montant de 2 millions de dollars a été comptabilisé au titre des intérêts débiteurs dans les états des résultats consolidés (1 million de dollars en 2022). Aucune pénalité n'a été comptabilisée. Le solde des économies d'impôts non comptabilisées pourrait varier au cours des 12 prochains mois par suite du règlement des audits de l'Agence du revenu du Canada («ARC») et de l'Internal Revenue Service. Il n'est pas possible d'effectuer une estimation raisonnable de cette variation à l'heure actuelle.

En 2022, l'ARC a envoyé des avis de nouvelle cotisation à NSPI pour les années d'imposition 2013 à 2016. NSPI et l'ARC sont présentement en litige relativement au calendrier de certaines déductions d'impôts à l'égard des années d'imposition 2006 à 2010 et 2013 à 2016 de NSPI. Le bien-fondé des déductions fiscales n'est pas contesté; il s'agit plutôt du calendrier de ces déductions. Le montant net cumulé à ce jour faisant l'objet du litige s'élève à 126 millions de dollars (126 millions de dollars en 2022), y compris les intérêts. NSPI a payé d'avance 55 millions de dollars du montant en litige selon les exigences de l'ARC.

Le 29 novembre 2019, NSPI a déposé un avis d'appel devant la Cour canadienne de l'impôt relativement au litige pour les années d'imposition 2006 à 2010. Si NSPI réussit à défendre sa position, tous les paiements, y compris les intérêts applicables, seront remboursés. Si NSPI ne réussit pas à défendre sa position, les impôts et les intérêts applicables seront déduits des montants déjà payés, et la différence, le cas échéant, devra être payée à l'ARC ou sera remboursée par celle-ci. Les déductions fiscales connexes seront disponibles pour les exercices ultérieurs.

Si NSPI fait l'objet d'une nouvelle cotisation par l'ARC pour les années qui ne font pas l'objet d'un litige actuellement, des paiements supplémentaires devront être versés; cependant, le bien-fondé de ces déductions fiscales, encore une fois, ne serait pas contesté.

NSPI et ses conseillers estiment que NSPI a présenté sa position fiscale correctement. NSPI continue d'évaluer ses options relativement à la résolution du litige; toutefois, l'issue du processus d'appel ne peut être déterminée à l'heure actuelle.

Emera produit une déclaration de revenus fédérale auprès des autorités fiscales du Canada, qui comprend les impôts provinciaux de la Nouvelle-Écosse. Les filiales d'Emera produisent des déclarations de revenus auprès des autorités fiscales du Canada, des États-Unis, de la Barbade et de Sainte-Lucie. Au 31 décembre 2023, les années d'imposition de la société pouvant encore faire l'objet d'un examen par les autorités fiscales comprenaient 2005 et les années suivantes.

11. ACTIONS ORDINAIRES

Autorisées : Nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale

	2023		2022	
	En millions d'actions	En millions de dollars	En millions d'actions	En millions de dollars
Émises et en circulation :				
Solde au 1 ^{er} janvier	269,95	7 762 \$	261,07	7 242 \$
Émissions d'actions ordinaires en vertu du programme ACM ^{1, 2}	8,29	397	4,07	248
Émissions en vertu du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite de l'escompte	5,26	272	4,21	238
Options exercées en vertu du régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants, et régime d'achat d'actions à l'intention des employés	0,62	31	0,60	34
Solde au 31 décembre	284,12	8 462 \$	269,95	7 762 \$

1) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, un total de 4 072 469 actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM d'Emera au prix moyen de 61,31 \$ l'action pour un produit brut de 250 millions de dollars (248 millions de dollars, déduction faite des frais d'émission après impôts).

2) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, un total de 8 287 037 actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM d'Emera au prix moyen de 48,27 \$ l'action pour un produit brut de 400 millions de dollars (397 millions de dollars, déduction faite des frais d'émission après impôts).

Au 31 décembre 2023, les actions suivantes étaient réservées à des fins d'émission : 6 millions d'actions ordinaires (6 millions en 2022) aux termes du régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants, 2 millions d'actions ordinaires (2,7 millions en 2022) aux termes du régime d'achat d'actions ordinaires à l'intention des employés et 18 millions d'actions ordinaires (10 millions en 2022) aux termes du régime de réinvestissement des dividendes.

Les actions ordinaires émises en vertu des régimes de rémunération à base d'actions ordinaires ne permettent pas aux régimes de dépasser 10 % des actions ordinaires en circulation d'Emera. Au 31 décembre 2023, Emera respectait cette exigence.

Programme d'émission d'actions au cours du marché

Le 3 octobre 2023, Emera a déposé un prospectus préalable de base simplifié, principalement à l'appui du renouvellement de son programme d'émission d'actions au cours du marché («ACM») au cours du quatrième trimestre de 2023, qui permettra à la société d'émettre de nouvelles actions ordinaires jusqu'à concurrence d'une valeur de 600 millions de dollars au public à l'occasion, au cours du marché en vigueur, au gré de la société. Une fois renouvelé, ce programme devrait demeurer en vigueur jusqu'au 4 novembre 2025.

12. RÉSULTAT PAR ACTION

Le résultat par action de base est déterminé en divisant le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période. Le RPA dilué se calcule en divisant le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période, rajusté aux fins de l'exercice ou de la conversion de tous les titres éventuellement dilutifs. Ces éléments dilutifs incluent les cotisations de la société au régime d'options sur actions des dirigeants, les débentures convertibles et les actions émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes.

Le tableau suivant rapproche le calcul du résultat de base et dilué par action :

Pour les en millions de dollars (sauf les montants par action)	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
Numérateur		
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	977,7 \$	945,1 \$
Numérateur – résultat dilué	977,7	945,1
Dénominateur		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	273,6	265,5
Rémunération à base d'actions	0,2	0,4
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	273,8	265,9
Résultat par action ordinaire		
De base	3,57 \$	3,56 \$
Dilué	3,57 \$	3,55 \$

13. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les composantes du CAÉRE sont comme suit :

en millions de dollars	(Perte latente) gain latent à la conversion des comptes d'établissements étrangers autonomes	Variation nette des couvertures de placements nets	Pertes sur instruments dérivés comptabilisés comme couvertures de flux de trésorerie	Variation nette des placements disponibles à la vente	Variation nette des coûts non constatés des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Total du CAÉRE
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023						
Solde au 1 ^{er} janvier 2023	639 \$	(62) \$	16 \$	(2) \$	(13) \$	578 \$
Autres éléments du résultat étendu, avant reclassements	(270)	38	-	-	-	(232)
Montants reclassés hors du CAÉRE	-	-	(2)	-	(39)	(41)
Autres éléments du résultat étendu de la période, montant net	(270)	38	(2)	-	(39)	(273)
Solde au 31 décembre 2023	369 \$	(24) \$	14 \$	(2) \$	(52) \$	305 \$
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022						
Solde au 1 ^{er} janvier 2022	10 \$	35 \$	18 \$	(1) \$	(37) \$	25 \$
Autres éléments du résultat étendu, avant reclassements	629	(97)	-	(1)	-	531
Montants reclassés hors du CAÉRE	-	-	(2)	-	24	22
Autres éléments du résultat étendu de la période, montant net	629	(97)	(2)	(1)	24	553
Solde au 31 décembre 2022	639 \$	(62) \$	16 \$	(2) \$	(13) \$	578 \$

Les reclassements hors du CAÉRE sont comme suit :

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
Élément touché dans les états financiers consolidés		
Gains sur instruments dérivés comptabilisés comme couvertures de flux de trésorerie		
Couverture de taux d'intérêt	Intérêts débiteurs nets	(2) \$ (2) \$
Variation nette des coûts non comptabilisés des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite		
Pertes actuarielles	Autres produits nets	- \$ 10 \$
Coûts au titre des services passés	Autres produits nets	2 -
Montant reclassé dans les obligations	Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	(40) 15
Total avant impôts		(38) 25
Charge d'impôts sur les bénéfices		(1) (1)
Total, déduction faite des impôts		(39) \$ 24 \$
Total des reclassements hors du CAÉRE, déduction faite des impôts, pour la période		(41) \$ 22 \$

14. STOCKS

Aux en millions de dollars	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Combustible	382 \$	404 \$
Matières	408	365
Total	790 \$	769 \$

15. INSTRUMENTS DÉRIVÉS

Les actifs et passifs dérivés liés aux catégories susmentionnées se présentaient comme suit :

	Actifs dérivés		Passifs dérivés	
Aux en millions de dollars	31 décembre 2023	31 décembre 2022	31 décembre 2023	31 décembre 2022
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	16 \$	186 \$	76 \$	42 \$
Contrats de change à terme	3	18	3	1
Contrats d'achat et de vente de gaz naturel prévoyant la livraison	-	52	-	-
	19	256	79	43
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	29	89	36	77
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré, contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	319	340	531	1 224
	348	429	567	1 301
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Dérivés sur actions	4	-	-	5
Contrats de change à terme	18	5	7	23
	22	5	7	28
Total des instruments dérivés à court terme bruts	389	690	653	1 372
<i>Incidence des accords généraux de compensation :</i>				
Report réglementaire	(3)	(18)	(3)	(18)
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction	(146)	(276)	(146)	(276)
Incidence totale des accords généraux de compensation	(149)	(294)	(149)	(294)
Total des instruments dérivés	240 \$	396 \$	504 \$	1 078 \$
Court terme ¹	174	296	386	888
Long terme ¹	66	100	118	190
Total des instruments dérivés	240 \$	396 \$	504 \$	1 078 \$

1) Les actifs et passifs dérivés sont classés à court terme ou à long terme selon l'échéance des contrats sous-jacents.

Couvertures de flux de trésorerie

Le 26 mai 2021, une entente de fixation des taux a fait l'objet d'un règlement qui a donné lieu à un gain de 19 millions de dollars qui est amorti dans les intérêts débiteurs sur une période de 10 ans au fur et à mesure que les éléments couverts sous-jacents seront réglés.

Les montants liés aux couvertures de flux de trésorerie comptabilisés dans le CAÉRE se présentent comme suit :

Pour les En millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
	Couverture de taux d'intérêt	Couverture de taux d'intérêt
Gain réalisé dans les intérêts débiteurs, net	2 \$	2 \$
Total des gains inclus dans le bénéfice net	2 \$	2 \$

Aux En millions de dollars	31 décembre 2023	31 décembre 2022
	Couverture de taux d'intérêt	Couverture de taux d'intérêt
Total des gains latents dans le CAÉRE, partie efficace, déduction faite des impôts	14 \$	16 \$

La société prévoit de reclasser dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois des gains latents de 2 millions de dollars figurant actuellement dans le CAÉRE.

Report réglementaire

La société a comptabilisé les variations suivantes à l'égard des instruments dérivés faisant l'objet d'un report réglementaire :

en millions de dollars	Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	Contrats de change à terme	Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	Contrats de change à terme
Pour les exercices clos les 31 décembre			2023			2022
Gain latent (perte latente) inclus dans les actifs réglementaires	- \$	(109) \$	(3) \$	- \$	(69) \$	1 \$
Gain latent (perte latente) inclus dans les passifs réglementaires	(3)	(73)	-	28	343	16
(Gain réalisé) perte réalisée inclus dans les actifs réglementaires	-	(5)	-	-	48	-
(Gain réalisé) perte réalisée inclus dans les passifs réglementaires	-	2	-	-	(41)	-
(Gain réalisé) perte réalisée inclus dans les stocks ¹	-	4	(10)	-	(121)	1
(Gain réalisé) inclus dans le combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés ²	(49)	(9)	(4)	(64)	(146)	-
Divers	-	(14)	-	-	-	-
Total des variations dans les instruments dérivés	(52) \$	(204) \$	(17) \$	(36) \$	14 \$	18 \$

1) (Gains réalisés) pertes réalisées qui seront comptabilisés au titre du combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité lorsque l'élément couvert sera consommé.

2) (Gains réalisés) pertes réalisées sur les instruments dérivés réglés et consommés au cours de la période et relations de couverture qui ont pris fin ou opérations couvertes qui ne sont plus probables.

Au 31 décembre 2023, la société avait conclu les volumes théoriques suivants désignés aux fins du report réglementaire qui devraient être réglés comme il est décrit ci-dessous :

en millions	2024	2025-2026
<i>Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison</i>		
Gaz naturel (MBTU)	7	6
<i>Swaps et contrats d'achat à terme de gré à gré sur les produits de base</i>		
Gaz naturel (MBTU)	16	10
Électricité (MWh)	1	1
Charbon (tonnes métriques)	1	-
<i>Swaps et contrats de change à terme de gré à gré</i>		
Contrats de change à terme (en millions \$ US)	241 \$	70 \$
Taux moyen pondéré	1,3155	1,3197
% de \$ US requis	63 %	17 %

Instruments dérivés détenus à des fins de transaction

La société a comptabilisé les gains (pertes) réalisés et latents suivants relativement aux instruments dérivés détenus à des fins de transaction :

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité – produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	(6) \$	17 \$
Swaps, contrats à terme de gré à gré, contrats à terme standardisés et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel – produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	1 043	47
Total des gains inclus dans le bénéfice net	1 037 \$	64 \$

Au 31 décembre 2023, la société avait conclu les volumes théoriques suivants de dérivés détenus à des fins de transaction qui devraient être réglés comme il est décrit ci-dessous :

en millions	2024	2025	2026	2027	2028 et la suite
Achats de gaz naturel (MBTU)	296	80	50	38	30
Ventes de gaz naturel (MBTU)	338	86	16	6	4
Achats d'électricité (MWh)	1	-	-	-	-
Ventes d'électricité (MWh)	1	-	-	-	-

Autres instruments dérivés

Au 31 décembre 2023, la société avait des dérivés sur actions en place pour gérer le risque de flux de trésorerie associé aux règlements en espèces futurs prévus au titre des obligations de rémunération différée et des contrats de change à terme en place pour gérer le risque de flux de trésorerie associé aux entrées de trésorerie libellées en dollars américains prévues. Le dérivé sur actions couvre le rendement de 2,9 millions d'actions et s'étend jusqu'en décembre 2024. Les contrats de change à terme, d'un montant notionnel combiné de 508 millions \$ US, viennent à échéance en 2023, 2024 et 2025.

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre			
	2023		2022	
	Contrats de change à terme	Dérivés sur actions	Contrats de change à terme	Dérivés sur actions
Gain latent (perte latente) inclus dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	- \$	4 \$	- \$	(5) \$
Gain latent (perte latente) inclus dans les autres produits nets	28	-	(18)	-
Perte réalisée incluse dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	-	(13)	-	(17)
Perte réalisée incluse dans les autres produits, montants nets	(11)	-	(6)	-
Total des gains (pertes) inclus dans le bénéfice net	17 \$	(9) \$	(24) \$	(22) \$

Risque de crédit

La société est exposée à un risque de crédit relativement aux comptes clients, aux dépôts de garantie au titre de la commercialisation de l'énergie et aux actifs dérivés. Le risque de crédit s'entend de la perte éventuelle découlant de la non-exécution d'une contrepartie aux termes d'une entente. La société gère le risque de crédit au moyen de politiques et procédures portant sur l'analyse des contreparties, l'évaluation des expositions au risque, et le suivi et l'atténuation des risques. Tous les nouveaux clients et contreparties font l'objet d'une évaluation du crédit, et des dépôts ou garanties sont exigés pour les comptes présentant un risque élevé.

La société évalue régulièrement le risque de pertes de crédit et, s'il y a lieu, comptabilise des provisions. En ce qui a trait aux contreparties, la société a mis en œuvre des procédures pour surveiller la solvabilité et le risque de crédit des contreparties et tenir compte de la probabilité de défaillance dans l'évaluation des positions des contreparties. La société surveille la solvabilité des contreparties, y compris celles qui éprouvent des problèmes financiers, qui ont des taux de probabilité de défaillance qui fluctuent beaucoup ou des notes de crédit variables des agences de notation externes, ou qui changent de propriétaires. Les positions de passif net sont rajustées en fonction de la probabilité de défaillance actuelle de la société. Les positions d'actif net sont rajustées en fonction de la probabilité de défaillance actuelle de la contrepartie. La société évalue le risque de crédit en interne pour les contreparties qui ne sont pas notées.

Au 31 décembre 2023, l'exposition maximale de la société au risque de crédit était de 1,2 milliard de dollars (1,9 milliard de dollars en 2022), ce qui comprend les débiteurs, déduction faite des dépôts ou des garanties, et les actifs liés aux dérivés.

Il est possible qu'en raison de la volatilité des prix des produits de base, la société soit exposée à d'importants risques de crédit associés à une ou plusieurs contreparties. Si ces contreparties n'exécutent pas leurs obligations aux termes d'un ou de plusieurs contrats, la société risque de subir une importante perte financière. La société traite avec des contreparties dans le cadre de sa stratégie de gestion des risques associés aux prix des produits de base, aux taux de change et aux taux d'intérêt. Les contreparties qui excèdent les limites de crédit établies peuvent fournir un dépôt au comptant ou une lettre de crédit équivalant au montant excédant la limite de crédit lorsqu'un contrat l'exige. Au 31 décembre 2023, les dépôts au comptant et les garanties totalisaient 310 millions de dollars (386 millions de dollars en 2022), ce qui atténue l'exposition maximale de la société au risque de crédit. La société utilise le montant au comptant à titre de paiement pour la somme à recevoir ou retourne le dépôt ou la garantie au client ou à la contrepartie lorsque ce dépôt ou cette garantie n'est plus exigé par la société.

La société conclut des ententes-cadres sur produits de base avec ses contreparties afin de gérer certains risques, y compris le risque de crédit lié à ces contreparties. La société conclut généralement des ententes au titre de l'International Swaps and Derivatives Association, du North American Energy Standards Board et de l'Edison Electric Institute. La société estime que la conclusion de tels accords offre une protection en créant des droits contractuels relativement à la solvabilité, aux garanties, à la non-exécution et à la défaillance.

Au 31 décembre 2023, les actifs financiers de la société considérés comme étant en souffrance, depuis 64 jours en moyenne, totalisaient 142 millions de dollars (131 millions de dollars en 2022). La juste valeur de ces actifs financiers s'élevait à 127 millions de dollars (114 millions de dollars en 2022), la différence étant incluse dans la provision pour pertes de crédit. Ces actifs sont principalement liés aux débiteurs associés aux produits tirés de l'électricité et du gaz.

Risque de concentration

Le risque de concentration de la société comprenait ce qui suit :

Aux	31 décembre 2023		31 décembre 2022	
	En millions de dollars	% de l'exposition totale	En millions de dollars	% de l'exposition totale
Débiteurs, montant net				
<i>Services publics à tarifs réglementés :</i>				
Marché résidentiel	476 \$	31 %	455 \$	19 %
Marché commercial	194	13 %	192	8 %
Marché industriel	84	5 %	121	5 %
Divers	103	7 %	122	5 %
Dépôt en garantie	94	6 %	-	0 %
	951	62 %	890	37 %
<i>Groupe de négociation :</i>				
Note de A- ou supérieure	47	3 %	125	5 %
Note de BBB- à BBB+	33	2 %	75	3 %
Non notés	108	7 %	307	13 %
	188	12 %	507	21 %
Autres débiteurs	151	10 %	585	25 %
	1 290	84 %	1 982	83 %
Instruments dérivés (à court et à long terme)				
Note de A- ou supérieure	138	9 %	202	9 %
Note de BBB- à BBB+	7	1 %	8	0 %
Non notés	95	6 %	186	8 %
	240	16 %	396	17 %
	1 530 \$	100 %	2 378 \$	100 %

Dépôt en garantie

La position de la société au titre des dépôts en garantie comprend ce qui suit :

Aux	31 décembre 2023	31 décembre 2022
en millions de dollars		
Dépôts en garantie consentis à des tiers	101 \$	224 \$
Dépôts en garantie reçus de tiers	22 \$	112 \$

La garantie est donnée dans le cours normal des activités d'après la solvabilité de la société, y compris la note obtenue auprès de certaines grandes agences d'évaluation du crédit pour ses titres de premier rang non garantis. Certains instruments dérivés contiennent des clauses d'assurance financières qui exigent que la garantie soit donnée si un événement défavorable important lié au crédit survient. Si, en raison de ce type d'événement, les titres de créance de premier rang non garantis de la société ne sont plus considérés comme des titres de première qualité, les contreparties à ces instruments dérivés pourraient exiger des garanties complètes continues.

Au 31 décembre 2023, la juste valeur totale des instruments dérivés en position de passif était de 504 millions de dollars (1 078 millions de dollars au 31 décembre 2022). Si les notes de crédit de la société étaient abaissées sous le niveau de première qualité, il se pourrait que la société doive donner en garantie la valeur intégrale de la position de passif net relativement à ces instruments dérivés.

16. ÉVALUATIONS À LA JUSTE VALEUR

La société est tenue de déterminer la juste valeur de tous les instruments dérivés, sauf ceux qui sont admissibles à l'exemption en matière d'AVC (se reporter à la note 1), et utilise une approche axée sur le marché. Les trois niveaux de la hiérarchie des justes valeurs sont définis comme suit :

Niveau 1 – Lorsque c'est possible, la société fonde l'évaluation à la juste valeur de ses actifs et passifs financiers sur les prix cotés sur des marchés actifs («prix cotés») pour des actifs et passifs identiques.

Niveau 2 – Lorsque les prix cotés pour des actifs et passifs identiques ne sont pas disponibles, l'évaluation de certains contrats doit être fondée sur les prix cotés d'actifs et de passifs semblables, avec un rajustement lié aux différences d'emplacement. En outre, certains instruments dérivés sont évalués en utilisant les cours aux chambres de compensation hors Bourse.

Niveau 3 – Lorsque les informations nécessaires pour une évaluation de niveau 1 ou de niveau 2 ne sont pas disponibles, les instruments dérivés doivent être évalués au moyen de données non observables ou établies en interne. Les raisons principales d'un classement au niveau 3 sont les suivantes :

- Bien que les évaluations aient été fondées sur les prix cotés, des hypothèses importantes sont nécessaires pour tenir compte des différentiels liés à la saison et au mois ainsi qu'à l'emplacement.
- La durée de certaines opérations se prolonge au-delà de la période où les prix cotés sont disponibles et, par conséquent, des hypothèses ont été faites afin d'extrapoler les prix de la dernière période visée jusqu'à la fin de la durée de l'opération.
- Les valeurs de certaines opérations étaient fondées sur des modèles internes même si des prix cotés ont été utilisés pour les évaluations.

Des actifs et passifs dérivés sont classés entièrement en fonction du niveau le plus faible des données qui est important pour l'évaluation à la juste valeur.

Les tableaux suivants présentent le classement de la méthode utilisée par la société pour évaluer la juste valeur de ses instruments dérivés :

Au en millions de dollars			31 décembre 2023	
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actif				
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	7 \$	6 \$	- \$	13 \$
Contrats de change à terme	-	3	-	3
	7	9	-	16
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	(5)	23	-	18
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	42	108	34	184
	37	131	34	202
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Contrats de change à terme	-	18	-	18
Dérivés sur actions	4	-	-	4
	4	18	-	22
Total de l'actif	48	158	34	240
Passif				
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	43	30	-	73
Contrats de change à terme	-	3	-	3
	43	33	-	76
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	-	24	-	24
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	13	19	365	397
	13	43	365	421
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Contrats de change à terme	-	7	-	7
	-	7	-	7
Total du passif	56	83	365	504
Actif (passif) net	(8) \$	75 \$	(331) \$	(264) \$

Au en millions de dollars	Niveau 1	Niveau 2	31 décembre 2022 Niveau 3	Total
Actif				
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	120 \$	48 \$	- \$	168 \$
Contrats de change à terme	-	18	-	18
Contrats d'achat et de vente de gaz naturel prévoyant la livraison	-	-	52	52
	120	66	52	238
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	9	31	4	44
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré, contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	3	72	34	109
	12	103	38	153
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Dérivés sur actions	-	5	-	5
Total de l'actif	132	174	90	396
Passif				
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	15	9	-	24
Contrats de change à terme	-	1	-	1
	15	10	-	25
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	2	28	1	31
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	51	118	825	994
	53	146	826	1 025
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Contrats de change à terme	-	23	-	23
Dérivés sur actions	5	-	-	5
Total du passif	73	179	826	1 078
Actif (passif) net	59 \$	(5) \$	(736) \$	(682) \$

La variation de la juste valeur des actifs financiers de niveau 3 pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 se présentait comme suit :

en millions de dollars	<i>Report réglementaire</i>	<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>		Total
	Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison	Électricité	Gaz naturel	
Solde au 1 ^{er} janvier 2023	52 \$	4 \$	34 \$	90 \$
Gains réalisés (pertes réalisées) inclus dans le combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité	(49)	-	-	(49)
Gains latents (pertes latentes) inclus dans les actifs et passifs réglementaires	(3)	-	-	(3)
Total des gains réalisés et latents (pertes réalisées et latentes) inclus dans les produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	-	(4)	-	(4)
Solde au 31 décembre 2023	- \$	- \$	34 \$	34 \$

La variation de la juste valeur des passifs financiers de niveau 3 pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 se présentait comme suit :

en millions de dollars	<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>		Total
	Électricité	Gaz naturel	
Solde au 1 ^{er} janvier 2023	1 \$	825 \$	826 \$
Total des gains réalisés et latents inclus dans les produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	(1)	(460)	(461)
Solde au 31 décembre 2023	- \$	365 \$	365 \$

Les données non observables importantes utilisées dans l'évaluation de la juste valeur des instruments dérivés sur le gaz naturel et l'électricité incluent des prix fixés par des tiers pour des instruments financiers basés sur des marchés peu liquides. Toute augmentation (diminution) importante d'une de ces données prise isolément se traduirait par une évaluation de la juste valeur considérablement plus faible (plus élevée). Les autres données non observables utilisées incluent les coefficients de corrélation et les différentiels établis en interne, le risque de crédit propre à l'entité et les taux d'actualisation. Les corrélations et différentiels établis en interne sont revus tous les trimestres à partir d'analyses statistiques des marchés au comptant dans les divers marchés à terme peu liquides. Les taux d'actualisation peuvent inclure une prime de risque pour les contrats de gré à gré à long terme assortis de points d'illiquidité au titre des prix futurs en vue de tenir compte de l'incertitude inhérente à ces points. Les primes de risque liées à des contrats à long terme sont évaluées par l'observation de pratiques semblables dans l'industrie et la tenue de discussions avec des pairs du secteur.

La société a recours à une technique d'évaluation fondée sur le modèle d'établissement des prix pour déterminer la juste valeur des instruments dérivés de niveau 3. Le tableau suivant présente de l'information quantitative sur les données non observables importantes utilisées aux fins de l'évaluation de la juste valeur de niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs :

en millions de dollars	Juste valeur		Données non observables importantes	Faible	Élevée	Moyenne pondérée ¹
	Actif	Passif				
Au 31 décembre 2023						
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction – swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	34	365	Prix fixés par des tiers	1,27 \$	16,25 \$	4,85 \$
Total	34 \$	365 \$				
Passif net		331 \$				
Au 31 décembre 2022						
Report réglementaire – contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison	52 \$	- \$	Prix fixés par des tiers	5,79 \$	31,85 \$	12,27 \$
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction – swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	4	1	Prix fixés par des tiers	43,24 \$	269,10 \$	138,79 \$
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction – swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	34	825	Prix fixés par des tiers	2,45 \$	33,88 \$	12,01 \$
Total	90 \$	826 \$				
Passif net		736 \$				

1) Les données non observables ont été pondérées selon la juste valeur relative des instruments.

La dette à long terme est un passif financier qui n'est pas évalué à la juste valeur dans les bilans consolidés. Le solde se compose de ce qui suit :

Aux en millions de dollars	Valeur comptable	Juste valeur	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
31 décembre 2023	18 365 \$	16 621 \$	- \$	16 363 \$	258 \$	16 621 \$
31 décembre 2022	16 318 \$	14 670 \$	- \$	14 284 \$	386 \$	14 670 \$

La société a désigné des billets hybrides libellés en dollars américains d'un montant de 1,2 milliard \$ US comme couvertures du risque de change de ses placements nets dans des établissements dont les activités sont libellées en dollars américains. Les billets hybrides de la société sont convertibles sous condition en actions privilégiées en cas de faillite ou d'autres événements connexes. Une option de rachat pourra être exercée à compter du 15 juin 2026 au gré de la société. Les billets hybrides sont classés comme actifs financiers de niveau 2. Au 31 décembre 2023, la juste valeur des billets hybrides était de 1,2 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars en 2022). Un gain de change après impôts de 38 millions de dollars a été comptabilisé dans le CAÉRE pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (perte après impôts de 97 millions de dollars en 2022).

17. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

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

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

- Les opérations entre NSPI et NSPML liées à la cotisation à l'égard du lien maritime sont présentées dans les états des résultats consolidés. La charge de NSPI est présentée à titre de combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés et se chiffre à 163 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (157 millions de dollars en 2022). NSPML est comptabilisée comme un placement dans une société satellite et, par conséquent, les bénéfices liés à ces produits sont comptabilisés à titre de quote-part du résultat des placements dans des sociétés satellites.
- Les achats liés à la capacité de transport de gaz naturel de M&NP sont présentés dans les états des résultats consolidés. Les achats de M&NP, présentés sur la base du montant net, dans les produits d'exploitation – activités à tarifs non réglementés, ont totalisé 14 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (9 millions de dollars en 2022).

Aucun montant à payer ou à recevoir important entre Emera et ses sociétés liées ne figurait aux bilans consolidés d'Emera aux 31 décembre 2023 et 2022.

18. DÉBITEURS ET AUTRES ACTIFS À COURT TERME

Aux en millions de dollars	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Comptes clients – facturés	805 \$	1 096 \$
Capacité de transport capitalisée ¹	358	781
Comptes clients – non facturés	363	424
Charges payées d'avance	105	82
Impôts sur les bénéfices à recevoir	10	9
Provision pour pertes de crédit	(15)	(17)
Règlement des couvertures du gaz de NMGC à recevoir ²	-	162
Divers	191	360
Total des débiteurs et autres actifs à court terme	1 817 \$	2 897 \$

1) La capacité de transport capitalisée représente la valeur au titre du transport/stockage reçue par EES dans le cadre des ententes de gestion d'actifs à la conclusion des contrats. L'actif est amorti sur la durée de chaque contrat.

2) Le montant compensatoire est compris dans les passifs réglementaires, étant donné que les couvertures du gaz de NMGC font partie de la clause d'ajustement des prix du gaz. Se reporter à la note 6 pour en savoir plus.

19. CONTRATS DE LOCATION

Preneur

La société a conclu des contrats de location simple pour des bâtiments, des terrains, des services de télécommunications et des véhicules sur rail. Les contrats de location d'Emera ont des durées résiduelles variant de 1 an à 62 ans, et certains sont assortis d'options de prolongation pouvant aller jusqu'à 65 ans. Ces options sont incluses dans la durée du contrat de location s'il est déterminé avec une certitude raisonnable qu'elles seront exercées.

Aux en millions de dollars	Classement	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Actifs au titre de droits d'utilisation	Autres actifs à long terme	54 \$	58 \$
Obligations locatives			
À court terme	Autres passifs à court terme	3	3
À long terme	Autres passifs à long terme	55	59
Total des obligations locatives		58 \$	62 \$

La société a comptabilisé des charges au titre des contrats de location de 127 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (138 millions de dollars en 2022), dont une tranche de 119 millions de dollars (131 millions de dollars en 2022) liée aux coûts variables des contrats de location-financement des installations de production d'électricité, qui figurent au poste «Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés» dans les états des résultats consolidés.

Le tableau suivant présente les paiements de loyer minimaux non résiliables à recevoir au titre des contrats de location simple pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite :

en millions de dollars	2024	2025	2026	2027	2028	Par la suite	Total
Paiements de loyer minimaux	6 \$	5 \$	3 \$	3 \$	3 \$	111 \$	131 \$
Moins les intérêts théoriques							(73)
Total							58 \$

Renseignements supplémentaires sur les contrats de location d'Emera :

Pour les	Exercices clos les 31 décembre 2023	2022
Trésorerie payée pour les montants compris dans l'évaluation des obligations locatives :		
Flux de trésorerie d'exploitation liés aux contrats de location simple (en millions de dollars)	8 \$	8 \$
Actifs au titre de droits d'utilisation obtenus en échange d'obligations locatives :		
Contrats de location simple (en millions de dollars)	1 \$	1 \$
Durée résiduelle moyenne pondérée des contrats de location (en années)	44	44
Taux d'actualisation moyen pondéré – contrats de location simple	3,93 %	3,98 %

Bailleur

Le placement net de la société dans des contrats de location-financement et de location-vente se rapporte principalement au gazoduc Brunswick, à SeaCoast, aux stations de gaz naturel comprimé («GNC»), à une installation produisant du gaz naturel renouvelable et aux pompes à chaleur.

La société gère son risque lié à la valeur résiduelle en vertu du contrat de location du gazoduc Brunswick en effectuant des opérations d'entretien courant de l'actif.

Les clients ont l'option d'acheter des actifs des stations de GNC en effectuant un paiement compensatoire à la date d'achat en fonction du taux de rendement interne cible ou peuvent prendre possession de l'actif de la station de GNC au terme de la durée du contrat de location à un prix nul. Les clients ont l'option d'acheter les pompes à chaleur au terme de la durée du contrat de location à un prix symbolique.

À compter d'octobre 2023, la société a loué une installation produisant du gaz naturel renouvelable à un producteur de biogaz, en vertu d'un contrat de location-vente. La durée du contrat de location de l'installation est de 15 ans, avec une valeur nominale d'achat à la fin de la durée et un placement net d'environ 35 millions \$ US.

À compter de janvier 2022, la société a loué un gazoduc de SeaCoast, une déviation de conduite de 76 cm (30 pouces) d'une longueur de 34 km (21 milles), aux termes d'un contrat qui est classé comme un contrat de location-vente. La durée du contrat de location est de 34 ans et le contrat représente un placement net de 100 millions \$ US. Le preneur de la déviation de conduite dispose d'options de renouvellement pour 16 années additionnelles. Ces options de renouvellement n'ont pas été incluses dans la durée du contrat de location de la déviation de conduite, car il n'y a pas de certitude raisonnable qu'elles seront exercées.

Les produits non acquis liés aux contrats de location-financement et de location-vente sont comptabilisés en résultat sur la durée du contrat de location au moyen d'un taux d'intérêt constant égal au taux de rendement interne du contrat de location et sont inclus dans les postes «Produits d'exploitation – Activités à tarifs réglementés – Gaz» et «Autres produits nets» aux états des résultats consolidés.

Le placement net total dans des contrats de location-financement et de location-vente comprend ce qui suit :

Aux en millions de dollars	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Total des paiements de loyer minimaux à recevoir	1 360 \$	1 393 \$
Moins : montants représentant les frais accessoires estimatifs	(190)	(205)
Paiements de loyer minimaux à recevoir	1 170 \$	1 188 \$
Valeur résiduelle estimative des immobilisations louées (non garanties)	183	183
Moins : provision pour pertes sur créances	(2)	-
Moins : produits non acquis tirés de contrats de location-financement	(693)	(733)
Placement net dans des contrats de location-financement et de location-vente	658 \$	638 \$
Capital exigible à moins de un an (compris dans les «Débiteurs et autres actifs à court terme»)	37	34
Placement net dans des contrats de location-financement et de location-vente – à long terme	621 \$	604 \$

Au 31 décembre 2023, les paiements de loyer minimaux à recevoir pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite sont les suivants :

en millions de dollars	2024	2025	2026	2027	2028	Par la suite	Total
Paiements de loyer minimaux à recevoir	97 \$	99 \$	98 \$	97 \$	96 \$	873 \$	1 360 \$
Moins : frais accessoires							(190)
Total							1 170 \$

20. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations corporelles se composaient des actifs des activités à tarifs réglementés et à tarifs non réglementés suivants :

Aux en millions de dollars	Durées de vie utile estimatives	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Production	De 3 à 131 ans	13 500 \$	13 083 \$
Transport	De 10 à 80 ans	2 835	2 731
Distribution	De 4 à 80 ans	7 417	6 978
Transport et distribution du gaz	De 6 à 92 ans	5 536	5 061
Centrale générale et divers ¹	De 2 à 71 ans	2 985	2 723
Coût total		32 273	30 576
Moins : amortissement cumulé ¹		(9 994)	(9 574)
		22 279	21 002
Travaux de construction en cours ¹		2 097	1 994
Valeur comptable nette		24 376 \$	22 996 \$

- 1) SeaCoast détient un droit de propriété indivis de 50 % dans une déviation de conduite de 42 km (26 milles) détenue conjointement située en Floride, qui a été mise en service en 2020. Au 31 décembre 2023, la part de SeaCoast dans l'usine en service était de 27 millions \$ US (27 millions \$ US en 2022), et l'amortissement cumulé, de 2 millions \$ US (1 million \$ US en 2022). Le droit de propriété indivis de SeaCoast est financé par ses fonds et toutes les activités sont comptabilisées comme si la participation était une installation détenue en propriété exclusive. La part de SeaCoast dans les charges directes de la déviation de conduite détenue conjointement est incluse dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales des états des résultats consolidés.

21. RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX

Emera maintient un certain nombre de régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées contributifs, qui visent la quasi-totalité de ses employés. La société offre aussi des régimes d'avantages complémentaires de retraite à ses retraités. Ces régimes sont offerts aux employés de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick, de Terre-Neuve-et-Labrador, de la Floride, du Nouveau-Mexique, de la Barbade et de l'île de Grand Bahama.

Le coût net des prestations d'Emera comprend ce qui suit :

Obligation au titre des prestations et actifs des régimes

Les modifications touchant l'obligation au titre des prestations et les actifs des régimes et la situation de capitalisation de tous les régimes se présentaient comme suit :

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre			
	2023		2022	
Variation de l'obligation au titre des prestations projetées et de l'obligation au titre des prestations constituées des avantages complémentaires de retraite	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite
Solde aux 1 ^{er} janvier	2 158 \$	243 \$	2 624 \$	318 \$
Coût des services	30	3	41	4
Cotisations des participants aux régimes	6	6	6	6
Intérêts débiteurs	111	13	80	9
Modifications des régimes	-	(14)	-	-
Prestations versées	(147)	(29)	(174)	(31)
Pertes actuarielles (gains actuariels)	146	10	(480)	(79)
Règlements et compressions	(8)	-	(6)	-
Écarts de conversion	(23)	(5)	67	16
Solde aux 31 décembre	2 273 \$	227 \$	2 158 \$	243 \$
Variation des actifs des régimes				
Solde aux 1 ^{er} janvier	2 163 \$	46 \$	2 702 \$	51 \$
Cotisations de l'employeur	42	23	45	24
Cotisations des participants aux régimes	6	6	6	6
Prestations versées	(147)	(29)	(174)	(31)
Rendement réel des actifs, déduction faite des charges	262	3	(489)	(7)
Règlements et compressions	(8)	-	(6)	-
Écarts de conversion	(20)	(1)	79	3
Solde aux 31 décembre	2 298 \$	48 \$	2 163 \$	46 \$
Situation de capitalisation à la clôture de l'exercice	25 \$	(179) \$	5 \$	(197) \$

Les pertes actuarielles comptabilisées dans la période sont principalement attribuables aux changements du taux d'actualisation, à l'indexation plus élevée que prévu et aux modifications des hypothèses portant sur la rémunération.

Régimes dont l'obligation au titre des prestations projetées / l'obligation au titre des prestations constituées des avantages complémentaires de retraite était supérieure aux actifs

La situation financière globale de tous les régimes de retraite dont l'obligation au titre des prestations projetées ou l'obligation au titre des prestations constituées des avantages complémentaires de retraite, pour les régimes d'avantages complémentaires de retraite, était supérieure aux actifs des régimes pour les exercices clos les 31 décembre se présente comme suit :

en millions de dollars	2023		2022	
	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite
Obligation au titre des prestations projetées / obligation au titre des prestations constituées des avantages complémentaires de retraite	120 \$	205 \$	1 006 \$	221 \$
Juste valeur des actifs des régimes	37	-	914	-
Situation de capitalisation	(83) \$	(205) \$	(92) \$	(221) \$

Régimes dont l'obligation au titre des prestations constituées était supérieure aux actifs

L'obligation au titre des prestations constituées pour les régimes de retraite à prestations déterminées était de 2 172 millions de dollars au 31 décembre 2023 (2 080 millions de dollars en 2022). La situation financière globale de ces régimes dont l'obligation au titre des prestations constituées était supérieure aux actifs se présente comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

en millions de dollars	2023	2022
	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes de retraite à prestations déterminées
Obligation au titre des prestations constituées	114 \$	111 \$
Juste valeur des actifs des régimes	37	33
Situation de capitalisation	(77) \$	(78) \$

Bilan

Les montants comptabilisés dans les bilans consolidés se composaient de ce qui suit :

Aux en millions de dollars	31 décembre 2023		31 décembre 2022	
	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite
Autres passifs à court terme	(5) \$	(18) \$	(13) \$	(20) \$
Passif à long terme	(78)	(187)	(80)	(201)
Autres actifs à long terme	108	26	98	24
CAÉRÉ, déduction faite des impôts et des actifs réglementaires	385	20	358	22
Moins : (charge) recouvrement d'impôts sur les bénéfices dans le CAÉRÉ	(8)	(1)	(7)	(1)
Montant net comptabilisé	402 \$	(160) \$	356 \$	(176) \$

Montants comptabilisés dans le CAÉRE ou les actifs réglementaires

Les gains et les pertes non amortis et les coûts au titre des services passés découlant des avantages complémentaires de retraite sont comptabilisés dans le CAÉRE ou les actifs réglementaires. Le tableau qui suit résume la variation du CAÉRE et des actifs réglementaires.

en millions de dollars	Actifs réglementaires	(Gains actuariels) pertes actuarielles	(Gains) coûts au titre des services passés
Régimes de retraite à prestations déterminées			
Solde au 1 ^{er} janvier 2023	336 \$	15 \$	- \$
Montant amorti au cours de la période	(6)	(3)	-
Ajout au cours de l'exercice	1	41	-
Variation du taux de change	(7)	-	-
Solde au 31 décembre 2023	324 \$	53 \$	- \$
Régimes d'avantages complémentaires de retraite			
Solde au 1 ^{er} janvier 2023	31 \$	(10) \$	- \$
Montant amorti au cours de la période	2	3	-
Retrait au cours de l'exercice	(3)	(1)	(3)
Variation du taux de change	(1)	-	1
Solde au 31 décembre 2023	29 \$	(8) \$	(2) \$

Aux en millions de dollars	Décembre 2023		Décembre 2022	
	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite
Pertes actuarielles (gains actuariels)	53 \$	(8) \$	15 \$	(10) \$
Gains au titre des services passés	-	(2)	-	-
Charge d'impôts sur les bénéfices	8	1	7	1
CAÉRE, déduction faite des impôts	61	(9)	22	(9)
Actifs réglementaires	324	29	336	31
CAÉRE, déduction faite des impôts et des actifs réglementaires	385 \$	20 \$	358 \$	22 \$

Composantes du coût des prestations

Le coût net des prestations d'Emera comprend ce qui suit :

Pour les en millions de dollars	2023		Exercices clos les 31 décembre 2022	
	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite
Coût des services	30 \$	3 \$	41 \$	4 \$
Intérêts débiteurs	111	13	80	9
Rendement prévu des actifs des régimes	(161)	(2)	(144)	-
Amortissement pour l'exercice considéré des :				
Pertes actuarielles (gains actuariels)	1	(3)	8	-
Actifs (passifs) réglementaires	6	(2)	21	2
Règlements et compressions	2	-	2	-
Total	(11) \$	9 \$	8 \$	15 \$

Le rendement prévu des actifs des régimes est établi d'après la valeur de marché des actifs des régimes de 2 577 millions de dollars au 1^{er} janvier 2023 (2 482 millions de dollars en 2022), rajustée pour tenir compte de l'intérêt sur certains flux de trésorerie au cours de l'exercice. La valeur liée au marché des actifs repose sur la valeur des actifs lissée sur une période de cinq ans. Tout gain (ou perte) sur placement supérieur (ou inférieur) au rendement prévu des actifs des régimes est comptabilisé selon l'amortissement linéaire dans la valeur de marché des actifs sur une période de cinq ans.

Répartition des actifs du régime de retraite

La politique en matière de placement d'Emera comprend une description de la philosophie de placement, du niveau de risque que la société est prête à accepter relativement au placement du capital de la caisse de retraite et du mode d'évaluation du rendement des actifs. L'objectif au chapitre de la répartition des actifs entre les principales catégories d'actifs est au cœur de cette politique. Il consiste à diversifier le risque et à réaliser des rendements des actifs qui satisfont aux hypothèses actuarielles des régimes ou les dépassent. La diversification des actifs diminue le risque inhérent aux marchés des capitaux en exigeant que les actifs soient répartis entre diverses catégories. À l'intérieur de chacune des catégories, les actifs sont diversifiés davantage en étant placés dans un large éventail de titres de grande qualité et de qualité inférieure. La répartition cible des actifs d'Emera est comme suit :

Régimes de retraite canadiens

Catégorie d'actifs	Fourchette cible – marché		
Titres à court terme	0 %	à	10 %
Titres à revenu fixe	34 %	à	49 %
Actions :			
Canadiennes	7 %	à	17 %
Autres que canadiennes	35 %	à	59 %

Régimes de retraite autres que canadiens

Catégorie d'actifs	Fourchette cible – marché Moyenne pondérée		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	0 %	à	10 %
Titres à revenu fixe	29 %	à	49 %
Actions	48 %	à	68 %

Les actifs des régimes de retraite sont supervisés par les comités de gestion des prestations de retraite au sein des sociétés partenaires. Tous les placements des fonds de retraite sont conformes aux politiques approuvées par le conseil d'administration de chaque société partenaire.

Les tableaux suivants présentent le classement de la méthode utilisée par la société pour évaluer la juste valeur de ses placements :

en millions de dollars	Valeur liquidative	Niveau 1	Niveau 2	Total	Pourcentage
Au 31 décembre 2023					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	- \$	40 \$	- \$	40 \$	2 %
Éléments en transit, montant net	-	(9)	-	(9)	- %
Titres de capitaux propres :					
Actions canadiennes	-	96	-	96	4 %
Actions américaines	-	141	-	141	6 %
Autres actions	-	112	-	112	5 %
Titres à revenu fixe :					
Obligations gouvernementales	-	-	172	172	8 %
Siège social	-	-	90	90	4 %
Divers	-	4	5	9	- %
Fonds communs de placement	-	50	-	50	2 %
Divers	-	6	(1)	5	- %
Fonds de placement évalués à la valeur liquidative ¹	1 006	-	-	1 006	44 %
Fiducies collectives communes évaluées à la valeur liquidative ²	586	-	-	586	25 %
Total	1 592 \$	440 \$	266 \$	2 298 \$	100 %
Au 31 décembre 2022					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	- \$	70 \$	- \$	70 \$	3 %
Éléments en transit, montant net	-	(70)	-	(70)	(3) %
Titres de capitaux propres :					
Actions canadiennes	-	87	-	87	4 %
Actions américaines	-	233	-	233	11 %
Autres actions	-	186	-	186	8 %
Titres à revenu fixe :					
Obligations gouvernementales	-	-	104	104	5 %
Siège social	-	-	83	83	4 %
Divers	-	3	11	14	1 %
Fonds communs de placement	-	68	-	68	3 %
Divers	-	-	(3)	(3)	- %
Fonds de placement évalués à la valeur liquidative ¹	790	-	-	790	36 %
Fiducies collectives communes évaluées à la valeur liquidative ²	601	-	-	601	28 %
Total	1 391 \$	577 \$	195 \$	2 163 \$	100 %

- 1) Les placements évalués à la valeur liquidative sont des fonds communs de placement enregistrés et non enregistrés, des fiducies de placement collectif ou des fonds en gestion commune. Les valeurs liquidatives sont calculées au moins mensuellement, et des activités de souscription et de rachat ont cours à intervalles réguliers.
- 2) Les fiducies collectives communes sont des fonds privés évalués à la valeur liquidative. Les valeurs liquidatives sont calculées à partir du cours acheteur des titres sous-jacents. Comme les cours ne sont pas publiés à des sources externes, la valeur liquidative est utilisée comme mesure de simplification. Certains fonds investissent principalement dans des titres de capitaux propres d'émetteurs nationaux et étrangers, tandis que d'autres investissent dans des actifs à revenu fixe de qualité supérieure de longue durée libellés en dollars américains et cherchent à accroître le rendement par une gestion active des risques de taux d'intérêt et de crédit. Des activités de souscription et de rachat ont cours à intervalles réguliers.

Se reporter à la note 16 pour en savoir plus sur la hiérarchie des justes valeurs et les données utilisées dans l'évaluation de la juste valeur.

Régimes d'avantages complémentaires de retraite

Aucun actif n'est mis de côté pour financer la majeure partie des coûts des régimes d'avantages complémentaires de retraite de la société. Selon la pratique courante, les prestations pour soins de santé postérieures à la retraite sont financées par les fonds généraux, au besoin. La principale exception à cette pratique est le régime de soins de santé pour retraités de NMGC, qui est entièrement capitalisé.

Placements dans Emera

Aux 31 décembre 2023 et 2022, les actifs liés aux caisses de retraite et aux régimes d'avantages complémentaires de retraite ne détenaient aucun placement important dans les titres d'Emera ou de ses filiales. Cependant, comme une partie importante des actifs des régimes est détenue dans un regroupement d'actifs, il pourrait y avoir des placements indirects dans ces titres.

Flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les flux de trésorerie prévus des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'avantages complémentaires de retraite :

en millions de dollars	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite
Cotisations de l'employeur prévues		
2024	34 \$	19 \$
Versements de prestations prévus		
2024	172	21
2025	163	21
2026	166	21
2027	171	21
2028	173	20
2029 – 2033	890	95

Hypothèses

Le tableau suivant présente les hypothèses qui ont été utilisées pour comptabiliser les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'avantages complémentaires de retraite :

	2023		2022	
(hypothèses moyennes pondérées)	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite
Obligation au titre des prestations – aux 31 décembre :				
Taux d'actualisation – services passés	4,89 %	4,89 %	5,33 %	5,31 %
Taux d'actualisation – services futurs	4,88 %	4,89 %	5,34 %	5,32 %
Taux de croissance de la rémunération	3,87 %	3,85 %	3,62 %	3,61 %
Tendance du coût des soins de santé	-	6,04 %	-	5,40 %
– taux initial (prochain exercice)				
– taux ultime	-	3,76 %	-	3,77 %
– exercice où le taux ultime devrait être atteint		2043		2043
Coût des prestations pour les exercices clos les 31 décembre :				
Taux d'actualisation – services passés	5,33 %	5,31 %	3,05 %	2,81 %
Taux d'actualisation – services futurs	5,34 %	5,32 %	3,18 %	2,92 %
Rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,56 %	2,16 %	6,07 %	1,32 %
Taux de croissance de la rémunération	3,62 %	3,61 %	3,31 %	3,29 %
Tendance du coût des soins de santé	-	5,40 %	-	5,09 %
– taux initial (exercice considéré)				
– taux ultime	-	3,77 %	-	3,77 %
– exercice où le taux ultime devrait être atteint		2043		2042

Les hypothèses réelles utilisées varient selon le régime.

Le taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes repose sur les taux de rendement réels historiques et projetés pour la répartition actuelle des actifs des régimes et sur le taux d'inflation présumé. Un taux de rendement réel est calculé pour chaque catégorie d'actifs. Selon la répartition des actifs, un taux de rendement réel prévu global est établi pour l'ensemble des actifs. Le rendement des actifs présumé correspond au taux de rendement réel global présumé majoré du taux d'inflation présumé, rajusté pour tenir compte des charges présumées qui devront être acquittées par le régime.

Le taux d'actualisation est fondé sur des obligations de sociétés à long terme de qualité, dont les échéances correspondent aux flux de trésorerie estimatifs du régime de retraite.

Régime de retraite à cotisations déterminées

Emera offre également un régime de retraite à cotisations déterminées à certains employés. Les cotisations de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ont totalisé 45 millions de dollars (41 millions de dollars en 2022).

22. ÉCART D'ACQUISITION

La variation de l'écart d'acquisition pour les exercices clos les 31 décembre est attribuable à ce qui suit :

en millions de dollars	2023	2022
Solde aux 1 ^{er} janvier	6 012 \$	5 696 \$
Variation du taux de change	(141)	389
Perte de valeur de GBPC	-	(73)
Solde aux 31 décembre	5 871 \$	6 012 \$

L'écart d'acquisition est soumis chaque année à un test de dépréciation au niveau de l'unité d'exploitation. L'écart d'acquisition présenté aux bilans consolidés d'Emera au 31 décembre 2023 se rapporte principalement à TECO Energy. Les unités d'exploitation avec un écart d'acquisition sont TEC, PGS et NMGC.

En 2023, Emera a effectué des évaluations qualitatives de la dépréciation pour NMGC et PGS, concluant que la juste valeur des unités d'exploitation dépassait leur valeur comptable respective et, par conséquent, aucune évaluation quantitative n'a été effectuée et aucune perte de valeur n'a été comptabilisée. Compte tenu du temps écoulé depuis le dernier test de dépréciation quantitatif pour l'unité d'exploitation TEC, Emera a choisi de ne pas faire d'évaluation qualitative et de procéder plutôt à un test de dépréciation quantitatif au quatrième trimestre de 2023 en utilisant une combinaison de l'approche par le résultat et de l'approche par le marché. Selon ce test, la juste valeur de l'unité d'exploitation TEC dépassait sa valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition, et par conséquent, aucune perte de valeur n'a été comptabilisée.

En 2022, la société a choisi de ne pas réaliser d'évaluation qualitative et de procéder plutôt à un test de dépréciation quantitatif de GBPC en utilisant l'approche par le résultat. Il a été déterminé que la valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition, dépassait la juste valeur. Par suite de ce test, une perte de valeur de 73 millions de dollars a été comptabilisée en 2022 pour l'écart d'acquisition, réduisant à néant le solde de l'écart d'acquisition au 31 décembre 2022. Cette charge sans effet de trésorerie est incluse au poste «Perte de valeur de GBPC» des états des résultats consolidés.

23. DETTE À COURT TERME

Les emprunts à court terme d'Emera se composent d'émissions de papier commercial, d'avances sur les facilités de crédit renouvelables et non renouvelables, et de billets à court terme. La dette à court terme et les taux d'intérêt moyens pondérés connexes aux 31 décembre étaient comme suit :

en millions de dollars	2023	Taux d'intérêt moyen pondéré	2022	Taux d'intérêt moyen pondéré
TEC				
Avances sur les facilités de crédit renouvelables	277 \$	5,68 %	1 380 \$	5,00 %
Emera				
Facilités de crédit à terme non renouvelable	796	6,07 %	796	5,19 %
Dette bancaire	9	- %	-	- %
TECO Finance				
Avances sur les facilités de crédit renouvelables et à terme	245	6,54 %	481	5,47 %
PGS				
Avances sur les facilités de crédit renouvelables	73	6,36 %	-	- %
NMGC				
Avances sur les facilités de crédit renouvelables	25	6,46 %	59	5,15 %
GBPC				
Avances sur les facilités de crédit renouvelables	8	5,54 %	10	5,25 %
Dettes à court terme	1 433 \$		2 726 \$	

Le total des facilités de crédit renouvelables et non renouvelables à court terme de la société, les emprunts en cours et les montants disponibles aux 31 décembre étaient comme suit :

en millions de dollars	Échéance	2023	2022
TEC – facilité de crédit renouvelable consentie non garantie	2026	401 \$	1 084 \$
TECO Energy / TECO Finance – facilité de crédit renouvelable	2026	-	542
TECO Finance – facilité de crédit renouvelable consentie non garantie	2026	529	-
Emera – facilité de crédit à terme non renouvelable et non garantie	2024	400	400
Emera – facilité de crédit à terme non renouvelable et non garantie	2024	400	400
PGS – facilité de crédit renouvelable non garantie	2028	331	-
TEC – facilité de crédit renouvelable non garantie	2024	265	542
TEC – facilité de crédit renouvelable non garantie	2024	265	-
NMGC – facilité de crédit renouvelable non garantie	2026	165	169
Divers – facilités de crédit renouvelables consenties non garanties	Variées	17	18
Total		2 773 \$	3 155 \$
Moins :			
Avances sur les facilités de crédit renouvelables et à terme		1 433	2 731
Lettres de crédit émises dans le cadre de facilités de crédit		3	4
Total des avances sur les facilités disponibles		1 436	2 735
Montant disponible en vertu des facilités existantes		1 337 \$	420 \$

Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette à court terme au 31 décembre 2023 était de 5,95 % (5,01 % en 2022).

Activité de financement importante récente par secteur

Entreprise de services publics d'électricité en Floride

Le 24 novembre 2023, TEC a remboursé sa facilité de crédit non renouvelable et non garantie de 400 millions \$ US, qui est venue à échéance le 13 décembre 2023.

Le 3 avril 2023, TEC a conclu une facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang de 364 jours de 200 millions \$ US venant à échéance le 1^{er} avril 2024. La convention de crédit comprend les déclarations et garanties d'usage, des cas de défaut, des clauses restrictives financières et d'autres clauses restrictives et porte intérêt à un taux d'intérêt variable, selon le taux Term Secured Overnight Financing («SOFR»), le taux préférentiel de Wells Fargo, le taux des fonds fédéraux ou le taux SOFR d'un mois, majoré d'une marge.

Le 1^{er} mars 2023, TEC a conclu une facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang de 364 jours de 200 millions \$ US venant à échéance le 28 février 2024. La facilité de crédit comprend les déclarations et garanties d'usage, des cas de défaut, des clauses restrictives financières et d'autres clauses restrictives et porte intérêt à un taux d'intérêt variable, selon le taux SOFR, le taux préférentiel de la Banque de Nouvelle-Écosse, le taux des fonds fédéraux ou le taux SOFR d'un mois, majoré d'une marge.

Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure

Le 1^{er} décembre 2023, PGS a conclu une facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang de 250 millions \$ US avec un groupe de banques, venant à échéance le 1^{er} décembre 2028. PGS peut demander aux prêteurs d'augmenter leurs engagements aux termes de la facilité de crédit jusqu'à 100 millions \$ US, sous réserve de l'accord des prêteurs participants. L'entente de crédit comprend les déclarations et garanties d'usage, des cas de défaut, des clauses restrictives financières et d'autres clauses restrictives et porte intérêt au taux des acceptations bancaires ou au taux préférentiel, majoré d'une marge.

Divers

Le 16 décembre 2023, Emera a modifié sa facilité de crédit non renouvelable et non garantie de 400 millions de dollars pour en reporter l'échéance du 16 décembre 2023 au 16 décembre 2024. Aucune autre modification n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

Le 30 juin 2023, Emera a modifié sa facilité de crédit non renouvelable et non garantie de 400 millions de dollars pour en reporter l'échéance du 2 août 2023 au 2 août 2024. Aucune autre modification n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

24. AUTRES PASSIFS À COURT TERME

Aux en millions de dollars	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Charges à payer	172 \$	174 \$
Provision au titre du programme de plafonnement et d'échange de la Nouvelle-Écosse (note 6)	-	172
Intérêts courus sur la dette à long terme	107	97
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 21)	23	33
Taxe de vente et autres taxes à payer	11	14
Impôts sur les bénéfices à payer	2	9
Divers	112	80
	427 \$	579 \$

25. DETTE À LONG TERME

Les obligations, les billets et les débiteures sont assortis de taux d'intérêt fixes et ne sont pas garantis, à moins d'indication contraire. La dette comprend certaines acceptations bancaires et du papier commercial lorsque la société a l'intention et la liberté de refinancer les obligations pour une période supérieure à un an.

La dette à long terme aux 31 décembre se détaillait comme suit :

en millions de dollars	Taux d'intérêt moyen pondéré ¹		Échéance	2023	2022
	2023	2022			
Emera					
Acceptations bancaires, prêts au taux SOFR	Variable	Variable	2027	465 \$	403 \$
Billets à taux fixe non garantis	4,84 %	2,90 %	2030	500	500
Billets subordonnés à taux fixe-variable ²	6,75 %	6,75 %	2076	1 587	1 625
				2 552 \$	2 528 \$
Emera Finance					
Billets de premier rang non garantis	3,65 %	3,65 %	2024 - 2046	3 637 \$	3 725 \$
TEC³					
Billets et obligations à taux fixe	4,61 %	4,15 %	2024 - 2051	5 654 \$	4 341 \$
PGS					
Billets et obligations à taux fixe	5,63 %	3,78 %	2028 - 2053	1 223 \$	772 \$
NMGC					
Billets et obligations à taux fixe	3,78 %	3,11 %	2026 - 2051	642 \$	521 \$
Facilité de crédit à terme non renouvelable, taux variable	Variable	Variable	2024	30	108
				672 \$	629 \$
NMGI					
Billets et obligations à taux fixe	3,64 %	3,64 %	2024	198 \$	203 \$
NSPI					
Billets à escompte ⁴	Variable	Variable	2024 - 2027	721 \$	881 \$
Billets à taux fixe à moyen terme	5,13 %	5,14 %	2025 - 2097	3 165	2 665
				3 886 \$	3 546 \$
EBP					
Facilité de crédit garantie de premier rang	Variable	Variable	2026	246 \$	249 \$
ECI					
Billets de premier rang garantis	Variable	Variable	2027	75 \$	86 \$
Billets à taux fixe amortissables	4,00 %	3,97 %	2026	79	100
Facilité de crédit à terme non renouvelable, taux variable	Variable	Variable	2025	29	30
Facilité de crédit à terme non renouvelable, taux fixe	2,15 %	2,05 %	2025 - 2027	155	91
Billets de premier rang à taux fixe garantis ⁵	3,09 %	3,06 %	2024 - 2029	84	142
				422 \$	449 \$
Ajustements					
Ajustement à la juste valeur de marché – acquisition de TECO Energy				- \$	2 \$
Frais d'émission de titres de créance				(125)	(126)
Montant à payer à moins de un an				(676)	(574)
				(801) \$	(698) \$
Dette à long terme				17 689 \$	15 744 \$

1) Taux d'intérêt moyen pondéré de la dette à long terme à taux fixe.

2) En 2023, la société a comptabilisé des intérêts débiteurs de 109 millions de dollars (110 millions de dollars en 2022) relativement à ses billets subordonnés à taux fixe-variable.

3) Une part importante des actifs corporels de TEC ont été donnés en garantie relativement à ses obligations hypothécaires de premier rang. Il n'y a actuellement aucune obligation en circulation aux termes de l'acte relatif aux obligations hypothécaires de premier rang de TEC.

4) Les billets à escompte sont adossés à une facilité de crédit renouvelable qui vient à échéance en 2027. Les acceptations bancaires sont émises aux termes de la facilité de crédit non renouvelable de NSPI qui vient à échéance en 2024. NSPI a l'intention et la liberté de refinancer les acceptations bancaires pour une période de plus de un an.

5) Les billets sont émis et payables en dollars américains ou en dollars de la Barbade (BBD).

Le total des facilités de crédit renouvelables à long terme de la société, les emprunts en cours et les montants disponibles aux 31 décembre étaient comme suit :

en millions de dollars	Échéance	2023	2022
Emera – facilité de crédit renouvelable ¹	Juin 2027	900 \$	900 \$
TEC – facilité de crédit renouvelable consentie non garantie	Décembre 2026	657	-
NSPI – facilité de crédit renouvelable ¹	Décembre 2027	800	800
NSPI – facilité de crédit non renouvelable	Juillet 2024	400	400
Emera – facilité de crédit non renouvelable et non garantie	Février 2024	400	-
NMGC – facilité de crédit non renouvelable et non garantie	Mars 2024	30	108
ECI – facilités de crédit renouvelables	Octobre 2024	10	11
Total		3 197 \$	2 219 \$
Moins :			
Emprunts sur les facilités de crédit		1 884	1 396
Lettres de crédit émises dans le cadre de facilités de crédit		6	12
Montant utilisé sur les facilités disponibles		1 890 \$	1 408 \$
Montant disponible en vertu des facilités existantes		1 307 \$	811 \$

1) Les avances sur la facilité de crédit renouvelable peuvent être effectuées au moyen de découverts sur les comptes jusqu'à concurrence de 50 millions de dollars.

Clauses restrictives

Emera et ses filiales sont assujetties à des clauses restrictives visant leur dette dans le cadre de leurs facilités de crédit. Les clauses restrictives font régulièrement l'objet d'un suivi, et la société respecte actuellement leurs exigences. Les clauses restrictives importantes auxquelles est assujettie Emera sont présentées ci-après :

	Clauses restrictives	Exigences	Au 31 décembre 2023
Emera			
Facilité de crédit consortiale	Ratio de la dette sur le capital	Inférieur ou égal à 0,70 sur 1	0,57 : 1

Activité de financement importante récente par secteur

Entreprise de services publics d'électricité en Floride

Le 30 janvier 2024, TEC a émis pour 500 millions \$ US d'obligations non garanties de premier rang qui portent intérêt à 4,90 % et viennent à échéance le 1^{er} mars 2029. Le produit de cette émission a été principalement affecté au remboursement des emprunts à court terme en cours aux termes de la facilité de crédit de 5 ans. Par conséquent, des emprunts à court terme de 497 millions \$ US qui ont été remboursés ont été classés dans la dette à long terme au 31 décembre 2023.

Entreprises de services publics d'électricité au Canada

Le 24 mars 2023, NSPI a émis pour 500 millions de dollars de billets non garantis. Cette émission comprenait 300 millions de dollars de billets non garantis qui portent intérêt à 4,95 % et viennent à échéance le 15 novembre 2032, et 200 millions de dollars de billets non garantis qui portent intérêt à 5,36 % et viennent à échéance le 24 mars 2053.

Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure

Le 19 décembre 2023, PGS a procédé à une émission de billets de premier rang d'un capital de 925 millions \$ US. Cette émission comprenait 350 millions \$ US de billets de premier rang qui portent intérêt à 5,42 % et viennent à échéance le 19 décembre 2028, 350 millions \$ US de billets de premier rang qui portent intérêt à 5,63 % et viennent à échéance le 19 décembre 2033 et 225 millions \$ US de billets de premier rang qui portent intérêt à 5,94 % et viennent à échéance le 19 décembre 2053.

Le 19 octobre 2023, NMGC a émis pour 100 millions \$ US de billets non garantis de premier rang qui portent intérêt à 6,36 % et viennent à échéance le 19 octobre 2033.

Autres entreprises de services publics d'électricité

Le 24 mai 2023, GBPC a émis un prêt à terme non renouvelable de 28 millions \$ US qui porte intérêt à 4,00 % et vient à échéance le 24 mai 2028.

Divers

Le 18 août 2023, Emera a conclu une facilité de crédit à terme non renouvelable de 400 millions de dollars venant à échéance le 19 février 2024. L'entente de crédit comprend les déclarations et garanties d'usage, des cas de défaut, des clauses restrictives financières et d'autres clauses restrictives et porte intérêt au taux des acceptations bancaires ou au taux préférentiel, majoré d'une marge. Le 16 février 2024, Emera a reporté au 19 février 2025 la date d'échéance de cette entente.

Le 2 mai 2023, Emera a émis pour 500 millions de dollars de billets non garantis de premier rang qui portent intérêt à 4,84 % et viennent à échéance le 2 mai 2030.

Échéances de la dette à long terme

Aux 31 décembre, les échéances de la dette à long terme, y compris les obligations en vertu de contrats de location-acquisition, pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite sont comme suit :

en millions de dollars	2024	2025	2026	2027	2028	Par la suite	Total
Emera	199 \$	- \$	1 587 \$	266 \$	- \$	500 \$	2 552 \$
Emera US Finance LP	397	-	992	-	-	2 248	3 637
TEC	397	-	-	-	-	5 257	5 654
PGS	-	-	-	-	463	760	1 223
NMGC	30	-	93	-	-	549	672
NMGI	198	-	-	-	-	-	198
NSPI	398	125	40	323	-	3 000	3 886
EBP	-	-	246	-	-	-	246
ECI	51	139	89	77	62	4	422
Total	1 670 \$	264 \$	3 047 \$	666 \$	525 \$	12 318 \$	18 490 \$

26. OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont surtout liées à la remise en état de terrains sur les sites où se trouvent les installations de turbines à combustion et les centrales thermiques et hydroélectriques de la société, ainsi qu'à l'élimination des biphényles polychlorés dans son matériel de transport et de distribution et à l'emplacement du gazoduc. Certains actifs liés à l'hydroélectricité, au transport et à la distribution peuvent être assortis d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations additionnelles qui ne peuvent être évaluées étant donné que ces actifs devraient être utilisés pendant une période indéterminée, d'où l'impossibilité d'estimer raisonnablement la juste valeur de toute obligation connexe.

La variation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour les exercices clos les 31 décembre est comme suit :

en millions de dollars	2023	2022
Solde aux 1 ^{er} janvier	174 \$	174 \$
Charge de désactualisation incluse dans la dotation aux amortissements	9	9
Variation du taux de change	(1)	3
Ajouts	-	1
Charge de désactualisation reportée à titre d'actif réglementaire (incluse dans les immobilisations corporelles)	18	1
Passifs réglés	(8)	(1)
Révision des flux de trésorerie estimatifs	-	(13)
Solde aux 31 décembre	192 \$	174 \$

27. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

A. Engagements

Au 31 décembre 2023, les engagements contractuels (sauf les obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite, la dette à long terme et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations) pour les cinq prochains exercices et au total par la suite se composaient de ce qui suit :

en millions de dollars	2024	2025	2026	2027	2028	Par la suite	Total
Transport ¹	696 \$	495 \$	405 \$	388 \$	338 \$	2 597 \$	4 919 \$
Achat d'électricité ²	274	249	263	312	312	3 435	4 845
Combustible, approvisionnement en gaz et entreposage	556	215	62	-	5	-	838
Projets en immobilisations	778	111	70	1	-	-	960
Engagements de placements dans des sociétés satellites ³	240	-	-	-	-	-	240
Divers	154	147	56	46	35	221	659
Total	2 698 \$	1 217 \$	856 \$	747 \$	690 \$	6 253 \$	12 461 \$

- 1) Engagements d'achat visant le transport de combustibles et la capacité de transport pour divers pipelines. Comprend un engagement de 134 millions de dollars lié à un contrat de transport de gaz entre PGS et SeaCoast venant à échéance en 2040.
- 2) Obligation annuelle d'achat de production d'électricité auprès de producteurs d'électricité indépendants ou d'autres entreprises de services publics en vertu de contrats de durées variables.
- 3) Emera s'est engagée à verser des apports en capital à LIL relativement à un rajustement final d'un investissement en 2024 et à maintenir des apports en capital sur la durée de vie du partenariat. Après la mise en service de LIL, les ententes commerciales entre Emera et Nalcor nécessiteront des ajustements finaux pour finaliser les obligations d'investissement respectives des parties concernant le lien maritime et LIL, ajustements qui devraient être d'environ 240 millions de dollars en 2024. En outre, Emera a conclu des engagements futurs de réinvestissement de maintien pour LIL visant les dépenses courantes et les travaux d'entretien importants.

NSPI est tenue par une obligation contractuelle de verser sur une période d'environ 38 ans un montant à NSPML pour l'utilisation du lien maritime, à compter de la date de sa mise en service, soit le 15 janvier 2018. En février 2022, la Régie a rendu sa décision et l'ordonnance du conseil, dans lesquelles elle approuve la demande de NSPML à l'égard de la base tarifaire pour un montant d'environ 1,8 milliard de dollars. En décembre 2023, la Régie a approuvé le recouvrement des coûts du lien maritime jusqu'à 164 millions de dollars auprès de NSPI en 2024. Le calendrier et les montants dus à NSPML pour le reste de la période d'engagement de 38 ans dépendent de l'approbation de la Régie.

La construction de LIL est terminée, et Newfoundland Electrical System Operator a confirmé que l'actif fonctionne adéquatement pour soutenir l'exploitation d'un réseau fiable et à une puissance maximale de 700 MW, ce qui a été validé par le certificat de mise en service délivré par un ingénieur indépendant du gouvernement du Canada le 13 avril 2023.

Emera s'est engagée à obtenir certains droits de transport pour Nalcor, le cas échéant, afin de lui permettre de transporter l'énergie qui n'est pas autrement utilisée à Terre-Neuve-et-Labrador ou en Nouvelle-Écosse. Nalcor a le droit d'acheminer cette énergie de la Nouvelle-Écosse vers les marchés énergétiques de la Nouvelle-Angleterre depuis le 15 août 2021 et les activités de transport se poursuivront pendant 50 ans. À mesure que les droits de transport sont visés par des contrats, les obligations connexes sont comptabilisées sous le poste «Divers» du tableau ci-dessus.

B. Poursuites judiciaires

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

Auparavant, TEC était une partie potentiellement responsable («PPR») à l'égard de certains sites visés par un «Superfund» par l'entremise de sa division Tampa Electric et d'anciennes divisions PGS, ainsi que d'anciens sites d'usines de gaz manufacturé par l'entremise de sa division PGS. À la suite de la séparation de la division PGS en une entité juridique distincte, Peoples Gas System, Inc. est maintenant également une PPR pour tous ces sites (en plus d'être une PPR de tiers pour certains sites). Bien que la responsabilité solidaire associée à ces sites demeure la même à la suite de la séparation juridique de la division PGS, les sites peuvent continuer de nécessiter des coûts de réponse élevés. Au 31 décembre 2023, la responsabilité financière solidaire des services publics de Floride est estimée à 15 millions de dollars (11 millions \$ US), touchant surtout PGS. Cette estimation se fonde sur l'hypothèse que les autres PPR mises en cause sont des sociétés solvables. Cette somme a été comptabilisée et est principalement reflétée dans le passif à long terme sous le poste «Autres passifs à long terme» du bilan consolidé. Le coût des réparations des dommages causés à l'environnement associé à ces sites devrait être payé sur de nombreuses années.

Les sommes estimées ne représentent que la partie des coûts de nettoyage attribuable aux services publics de Floride. Les estimations établies pour l'exécution des travaux sont fondées sur l'expérience des services publics de Floride dans des travaux similaires, rajustées en fonction des conditions propres au site et des ententes conclues avec les organismes gouvernementaux respectifs. Les estimations sont en dollars courants, elles ne sont pas actualisées et elles ne tiennent pas compte des recouvrements d'assurance.

Dans les cas où d'autres PPR sont mises en cause, la plupart d'entre elles sont jugées actuellement solvables et le demeureront fort probablement pendant toute la durée des travaux de remise en état. Toutefois, dans les cas où elles ne le sont pas, les services publics de Floride pourraient devoir prendre à leur charge davantage que leur quote-part réelle des coûts de remise en état qui leur ont été attribués. Parmi les autres facteurs pouvant avoir une incidence sur les estimations figurent d'autres vérifications et enquêtes pouvant élargir l'étendue des activités de nettoyage, d'autres responsabilités pouvant découler des activités de nettoyage elles-mêmes ou la modification de lois ou de règlements pouvant nécessiter d'autres travaux de remise en état. Selon la réglementation en vigueur, ces coûts sont récupérables par l'entremise des tarifs imposés aux abonnés qui ont été établis dans le cadre de décisions ultérieures concernant les tarifs de base.

Autres poursuites judiciaires

Emera et ses filiales peuvent être parties, de temps à autre, à des poursuites judiciaires, des réclamations et des litiges qui surviennent dans le cours normal des activités et qui, de l'avis de la société, ne devraient raisonnablement pas avoir une incidence négative importante sur sa situation financière.

C. Principaux risques financiers et incertitudes

Emera est d'avis que les principaux risques financiers suivants pourraient avoir une incidence importante sur le cours normal des activités de la société. Il est question des risques associés aux instruments dérivés et de l'évaluation à la juste valeur dans les notes 15 et 16.

L'application de saines pratiques de gestion des risques est une activité essentielle pour exploiter la société de façon efficace et pour réaliser sa stratégie avec succès. Emera a un processus de gestion des risques en place à l'échelle de la société, surveillé par son comité de gestion des risques d'entreprise et suivi de près par le conseil d'administration, afin d'assurer l'application d'une méthode efficace, uniforme et cohérente en matière de gestion des risques. Le conseil d'administration a un comité des risques et du développement durable dont le mandat est la surveillance du cadre de gestion des risques d'entreprise de la société, y compris l'identification, l'évaluation, la surveillance et la gestion des risques d'entreprise. Il surveille également l'approche de la société en matière de développement durable et la réalisation de ses objectifs de développement durable.

Risque réglementaire et politique

Les filiales à tarifs réglementés et certains placements sous influence notable de la société sont exposés à un risque pour le recouvrement des coûts et des investissements. Le risque réglementaire et politique peut comprendre les modifications apportées aux cadres réglementaires, les changements de politique gouvernementale, les modifications législatives et les décisions réglementaires.

Les services publics d'Emera, qui sont fondés sur le modèle axé sur le coût du service et assujettis à l'obligation de servir les clients, exercent leurs activités selon des cadres réglementaires officiels et doivent obtenir l'approbation de l'organisme de réglementation pour modifier leurs tarifs et/ou leurs avenants ou pour en ajouter. Emera détient également des participations dans des entités sur lesquelles elle exerce une influence notable et qui sont exposées à un risque réglementaire et politique, notamment NSPML, LIL et M&NP. Les droits relatifs au gazoduc Brunswick, qui est un gazoduc du Groupe II réglementé, sont réglementés par la Régie de l'énergie du Canada («REC») en fonction des plaintes, et ne sont pas soumis au processus d'approbation réglementaire indiqué ci-dessus. En l'absence de plainte, la REC ne procède habituellement pas à un examen détaillé des droits relatifs au gazoduc Brunswick, qui sont visés par une convention de services ferme conclue avec Repsol Energy North America Canada Partnership, qui vient à échéance en 2034.

Les organismes de réglementation appliquent des cadres réglementaires qui régissent les aspects matériels des activités des entreprises de services publics, y compris des tests fondés sur le marché afin de déterminer les tarifs ou avenants appropriés offerts aux clients, les rendements des capitaux propres autorisés sous-jacents, les structures de capital réputées, les dépenses d'investissement, les modalités de prestation de services, les normes de rendement et les transactions d'une société affiliée. Les organismes de réglementation examinent également par mesure de prudence les coûts et d'autres décisions qui ont une incidence sur les tarifs des clients et la fiabilité du service et s'efforcent d'assurer la santé financière du service public au profit des clients. Une fois qu'elle a obtenu l'approbation de l'organisme de réglementation compétent, la société peut recouvrer les coûts et les investissements par l'intermédiaire d'un rajustement des tarifs et/ou des avenants, ce qui, normalement, requiert la tenue d'un processus d'audience publique ou peut être imposé par d'autres organismes gouvernementaux. Lors des processus d'audience publique, des consultants et des représentants des clients font un examen minutieux des coûts, des mesures et des plans de ces sociétés à tarifs réglementés, et leurs organismes de réglementation respectifs déterminent s'il convient de permettre le recouvrement et le rajustement des tarifs compte tenu des éléments probants à leur disposition et des éléments probants contradictoires présentés par d'autres parties. Dans certaines circonstances, d'autres organismes gouvernementaux peuvent influencer sur l'établissement des tarifs. Des décisions réglementaires, des modifications législatives et des retards concernant le recouvrement de coûts ou des actifs réglementaires pourraient entraîner la diminution de l'abordabilité des tarifs chez les clients et nuire considérablement à Emera et à ses services publics.

En général, les services publics d'Emera gèrent ce risque en faisant preuve de transparence quant aux informations fournies sur les questions réglementaires et en mettant en œuvre un processus continu de consultation des parties prenantes et du gouvernement et de mobilisation multipartite sur des aspects comme les activités d'exploitation des services publics, les audits réglementaires, les demandes tarifaires et les plans d'immobilisations. Les filiales s'emploient à établir des relations de collaboration avec les parties prenantes réglementaires, y compris les représentants des clients, à la fois par son approche à l'égard des dépôts et par des efforts supplémentaires au moyen de conférences techniques et, s'il y a lieu, de règlements négociés.

Les changements de gouvernement, de politique gouvernementale et d'ordre législatif peuvent avoir une incidence sur les cadres commerciaux et réglementaires dans lesquels Emera et ses filiales exercent leurs activités. C'est le cas notamment des initiatives de déréglementation et de restructuration du secteur de l'énergie, qui risquent d'entraîner une hausse de la concurrence et des coûts non recouvrés pouvant avoir une incidence défavorable sur les activités d'exploitation, le bénéfice net et les flux de trésorerie de la société. Dans certaines régions des États-Unis, des politiques étatiques et locales ont été mises en place afin d'empêcher les services publics de donner aux clients l'option d'utiliser le gaz naturel ou de limiter leur capacité; dans d'autres régions, des politiques ont été adoptées afin d'empêcher l'imposition de restrictions visant l'utilisation du gaz naturel. Des modifications des lois et des règlements étatiques et locaux applicables, dont les lois sur l'électrification, pourraient avoir une incidence défavorable sur PGS et NMGC.

Emera ne peut prédire les changements à la législation, aux politiques ou à la réglementation à venir, qu'ils émanent de facteurs économiques, politiques ou autres ou garantir qu'elle pourra y répondre de manière efficace et rapide ou en assumer les coûts de conformité connexes. L'interférence des gouvernements dans le processus réglementaire est susceptible de miner la stabilité, la prévisibilité et l'indépendance réglementaires et pourrait nuire considérablement à la société.

Risque de change

La société est exposée aux variations des taux de change. Emera exerce ses activités à l'échelle internationale, et réalise une part croissante de son bénéfice net à l'extérieur du Canada. C'est pourquoi la société est exposée à des variations des taux de change entre le dollar canadien et, notamment, le dollar américain, qui pourraient avoir une incidence favorable ou défavorable sur ses résultats.

Conformément à ses politiques en matière de gestion des risques, Emera gère le risque de change en utilisant la dette libellée en dollars américains pour financer ses activités aux États-Unis et peut recourir à des dérivés de change afin de couvrir certaines transactions spécifiques et l'exposition de ses bénéfices. La société peut conclure des contrats de change à terme et des swaps sur devises pour limiter son exposition à certaines opérations en devises comme les achats de combustible, les flux de produits d'exploitation et les dépenses en immobilisations, ainsi qu'à son bénéfice net généré à l'extérieur du Canada. Le cadre réglementaire pour les filiales à tarifs réglementés de la société permet de recouvrer les coûts prudemment engagés, y compris le change.

La société n'utilise pas d'instruments financiers dérivés à des fins de négociation ou de spéculation de devises, ou pour couvrir la valeur de ses placements dans des filiales étrangères. Les gains et pertes de change sur les placements nets dans des filiales étrangères n'ont aucune incidence sur le bénéfice net puisqu'ils sont comptabilisés dans le CAÉRÉ.

Risque lié à la liquidité et aux marchés financiers

Le risque de liquidité s'entend du risque qu'Emera ne dispose pas des fonds suffisants pour s'acquitter de ses obligations financières. Emera gère ce risque en établissant régulièrement des prévisions de ses besoins de trésorerie afin de déterminer si elle dispose de liquidités suffisantes. Les besoins de liquidités et de capitaux d'Emera pourraient être financés au moyen de flux de trésorerie générés en interne, de ventes d'actifs, de facilités de crédit à court terme et de capitaux obtenus sur les marchés financiers.

L'accès aux capitaux et les coûts d'emprunt d'Emera sont assujettis à plusieurs facteurs de risque, notamment la conjoncture des marchés financiers, les perturbations des marchés et les notes de crédit accordées par divers analystes du marché, y compris les agences de notation. Les perturbations des marchés financiers pourraient empêcher Emera d'émettre de nouveaux titres, ou la contraindre à en émettre selon des modalités peu avantageuses. Le plan de croissance d'Emera nécessite des investissements importants dans les immobilisations corporelles et le risque de variation des taux d'intérêt pourrait avoir une incidence négative sur le coût du financement. Il est possible que l'accès aux capitaux et les coûts d'emprunt futurs de la société subissent l'incidence de diverses perturbations des marchés. L'incapacité à mobiliser des capitaux à un coût raisonnable pourrait avoir une incidence importante sur la capacité d'Emera de financer son plan de croissance.

Emera est exposée à un risque financier lié aux variations de ses notes de crédit. Les agences de notation évaluent divers facteurs pour déterminer les notes de crédit, y compris le cadre opérationnel de la société, son cadre réglementaire, le contexte juridique, les interférences politiques dans le processus réglementaire, sa capacité de recouvrer des coûts et de dégager un rendement, sa diversification, son effet de levier, ses liquidités et son exposition accrue aux effets des changements climatiques, y compris la hausse de la fréquence et de la gravité des ouragans et d'autres phénomènes météorologiques extrêmes. Une diminution de note de crédit pourrait se traduire par une hausse des taux d'intérêt sur les emprunts futurs, par une augmentation des coûts d'emprunt au titre de certaines facilités de crédit existantes ou par un accès restreint au marché des papiers commerciaux, ou encore limiter la disponibilité des sources de crédit adéquates afin de financer les activités de ses filiales. Pour en savoir plus sur le risque de taux d'intérêt, se reporter à la rubrique «Risque économique général – Risque de taux d'intérêt». Pour certains instruments dérivés, si les notes de crédit de la société étaient abaissées sous le niveau de première qualité, il se pourrait que la société doive donner en garantie la valeur intégrale de ces positions de passif net. Emera gère ces risques en effectuant activement un suivi et en assurant la gestion des mesures financières clés dans l'objectif de maintenir des notes de crédit de première qualité.

La société est exposée au cours de ses actions ordinaires en raison de l'émission de diverses formes de rémunération à base d'actions qui touchent le bénéfice du fait de la réévaluation des actions en circulation chaque période. La société utilise des dérivés sur actions afin de réduire la volatilité du bénéfice découlant de la rémunération à base d'actions.

Risque économique général

La société est exposée aux conditions macroéconomiques en Amérique du Nord et dans d'autres régions géographiques dans lesquelles Emera exerce ses activités. À l'instar de la plupart des services publics, des facteurs économiques, comme le revenu des consommateurs, le marché de l'emploi et le logement, touchent la demande pour l'électricité et le gaz naturel et, de ce fait, ont une incidence sur les résultats financiers de la société. Des changements défavorables dans la conjoncture économique et l'inflation en général pourraient avoir une incidence sur la capacité des clients d'absorber les hausses des tarifs découlant des augmentations notamment du coût du combustible, de l'exploitation, des investissements et de la conformité environnementale et, par conséquent, engendrer des répercussions importantes sur Emera et ses services publics. Cela pourrait également entraîner un risque de crédit et un risque de contrepartie plus élevés, des changements défavorables dans les politiques gouvernementales et la réglementation et/ou un risque accru lié au recouvrement intégral et en temps opportun des coûts et des actifs réglementaires.

Risque de taux d'intérêt :

Emera a recours à un financement par emprunts à taux fixe et à taux variable pour ses activités d'exploitation et ses dépenses en immobilisations qui donne lieu à un risque de taux d'intérêt. Elle s'efforce de gérer le risque de taux d'intérêt au moyen d'un portefeuille comportant des emprunts à taux fixe et à taux variable dont les échéances sont décalées. La société émettra, de temps à autre, des titres de créance à long terme ou conclura des contrats de couverture de taux d'intérêt pour limiter son risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt variables sur sa dette.

Pour les filiales réglementées d'Emera, le coût de la dette est un élément des tarifs et les coûts de la dette prudemment engagés sont recouverts auprès des clients. Les taux du rendement des capitaux propres réglementés suivent généralement l'évolution des taux d'intérêt, de sorte qu'ils baissent habituellement lorsque les taux d'intérêt baissent et augmentent lorsque les taux d'intérêt grimpent, bien que ces variations ne soient pas directement identiques et qu'elles surviennent avec un certain décalage en raison du processus réglementaire. Une hausse des taux d'intérêt pourrait également nuire à la viabilité économique des projets d'aménagement et d'acquisition.

Les taux d'intérêt pourraient également être touchés par les variations des notes de crédit. Pour en savoir plus, se reporter à la rubrique «Risque lié à la liquidité et aux marchés financiers».

Comme c'est le cas pour la plupart des autres services publics et le rendement d'investissements similaires, le prix de l'action d'Emera pourrait être touché par les variations des taux d'intérêt et offrir un rendement inférieur à celui du marché dans un contexte d'augmentation des taux d'intérêt.

Risque lié à l'inflation :

La société pourrait être exposée aux fluctuations du taux d'inflation qui pourraient entraîner une augmentation des coûts d'exploitation et d'entretien, des dépenses d'investissement et des coûts du combustible en comparaison des produits provenant des tarifs imposés aux abonnés. Les services publics d'Emera s'appuient sur des processus de budgétisation et de prévisions qui permettent de déterminer les facteurs de risque inflationnistes et de mesurer la performance opérationnelle, ainsi que sur les conventions collectives qui diminuent les effets à court terme de l'inflation sur les coûts de la main-d'œuvre d'employés syndiqués.

Risque de prix des marchandises

L'approvisionnement en combustible utilitaire et l'achat de produits de base de la société sont exposés au risque lié aux prix des produits de base. En outre, Emera Energy est exposée au risque lié aux prix des produits de base dans son portefeuille de contrats et d'ententes sur produits de base.

Pour gérer ce risque, la société a établi des processus et des pratiques pour repérer, surveiller, communiquer et atténuer les risques qu'elle court. La société se base sur l'ensemble de ses ententes commerciales, y compris une combinaison de contrats d'approvisionnement et d'achat, d'ententes de gestion d'actifs, d'ententes de transport par gazoduc et d'instruments financiers de couverture, afin de gérer et d'atténuer ce risque. En outre, la société s'appuie sur ses politiques en matière de crédit, ses évaluations de la solvabilité des contreparties, la communication des positions sur le marché et des positions de crédit et ses autres pratiques de gestion et de communication des risques pour gérer et atténuer ce risque.

Services publics à tarifs réglementés :

Le combustible utilitaire de la société subit l'incidence de la situation qui prévaut à l'échelle mondiale, notamment pour ce qui est de la fiabilité des livraisons et des prix, peu importe les modalités fixées par ces contrats. La dynamique de l'offre et de la demande dans les marchés du combustible peut être touchée par un vaste éventail de facteurs qui sont difficiles à prédire et qui peuvent changer rapidement, y compris mais sans s'y limiter, les fluctuations des taux de change, les changements dans la conjoncture économique mondiale, les catastrophes naturelles, les perturbations du transport et de la production et les risques géopolitiques, comme l'instabilité politique, les conflits, les modifications apportées aux accords commerciaux internationaux, les sanctions commerciales ou les embargos. La société s'efforce de gérer ce risque en recourant à des instruments financiers de couverture et en concluant des contrats prévoyant la livraison, ainsi qu'au moyen de protections contractuelles avec des contreparties, lorsque cela est possible.

La majorité des entreprises de services publics d'électricité et de gaz à tarifs réglementés d'Emera ont respectivement adopté et mis en œuvre des mécanismes de rajustement attribuable au prix du combustible et des mécanismes d'ajustement des prix du gaz, ce qui permet de mieux gérer le risque lié aux prix des produits de base, le cadre réglementaire pour les filiales à tarifs réglementés de la société permettant le recouvrement des coûts du combustible et du gaz prudemment engagés. Rien ne garantit que de tels mécanismes et cadres réglementaires continueront d'exister dans l'avenir. Les augmentations prolongées et importantes des prix du combustible pourraient entraîner une réduction de l'abordabilité des tarifs, un risque accru lié au recouvrement des coûts ou des actifs réglementaires ou une incidence négative sur les habitudes de consommation des clients et les ventes.

Activités de commercialisation et de négociation d'Emera Energy :

Emera Energy a pris d'autres mesures pour gérer le risque lié aux produits de base. La majeure partie du portefeuille de contrats de commercialisation et de négociation d'électricité et de gaz naturel d'Emera Energy, et plus particulièrement ses ententes liées à la gestion d'actifs de gaz naturel, se compose de contrats successifs, ce qui lui évite d'avoir toute position acheteur ou vendeur importante sur des produits de base. Toutefois, ce portefeuille est exposé au risque lié aux prix des produits de base, particulièrement en ce qui concerne les différentiels de points de base entre les marchés pertinents, en cas de problème d'exploitation ou de défaut d'une contrepartie. Les variations des prix des marchandises peuvent également entraîner une augmentation des exigences en matière de garantie liées aux contrats prévoyant la livraison et aux couvertures financières, ce qui se traduirait par des exigences en matière de liquidité plus élevées et des coûts d'exploitation accrus.

Emera Energy utilise un certain nombre de contrôles et de méthodes afin d'évaluer son exposition au risque lié aux prix des produits de base, dont la méthode de la valeur à risque («VAR»), qui lui permet d'estimer la perte qu'elle pourrait subir par suite de l'exposition à certains risques. La VAR correspond à la variation estimée de la juste valeur qui pourrait survenir advenant un changement dans le portefeuille d'Emera Energy ou un changement de facteurs du marché, selon un certain intervalle de confiance, si un instrument financier ou un portefeuille était détenu pendant une période donnée. Le calcul de la VAR sert à quantifier l'exposition de la société au risque de marché lié aux produits de base, tout particulièrement en ce qui a trait à ses positions sur des contrats relatifs au gaz naturel et à l'électricité.

Risque lié à l'impôt

Des modifications à la législation fiscale au Canada, aux États-Unis et dans les Caraïbes ont une incidence sur le calcul de la provision pour impôts sur les bénéfices de la société. Ces modifications pourraient influencer sur les résultats futurs, les flux de trésorerie et la situation financière de la société. La valeur des actifs et des passifs d'impôts reportés existants d'Emera est déterminée par les lois fiscales en vigueur et pourrait être touchée de façon défavorable par la modification de ces lois. Emera surveille la valeur des lois fiscales en vigueur afin d'assurer que les changements touchant la société sont bien reflétés dans les déclarations d'impôts et les résultats financiers de la société.

D. Garanties et lettres de crédit

Emera a en cours des garanties et des lettres de crédit au nom de tiers. Les garanties et lettres de crédit importantes qui suivent ne sont pas comprises dans les bilans consolidés au 31 décembre 2023 :

TECO Energy a émis une garantie relativement au respect des obligations de SeaCoast en vertu d'une entente préalable de transport de gaz. La garantie couvre un montant maximal potentiel de 45 millions \$ US dans l'éventualité où SeaCoast manquerait à ses obligations de paiement ou de prestation en vertu de l'entente. La garantie expire cinq ans après la date d'expiration de l'entente préalable de transport de gaz, laquelle a pris fin le 1^{er} janvier 2022. Si les notes de crédit non garanties de premier rang à long terme de TECO Energy et d'Emera sont abaissées en deçà d'une note de première qualité par Moody's Investor Services («Moody's») ou S&P Global Ratings («S&P»). TECO Energy devra fournir à sa contrepartie une lettre de crédit ou effectuer un dépôt au comptant de 27 millions \$ US.

TECO Energy a émis une garantie relativement au respect des obligations de SeaCoast en vertu d'une convention de services ferme, qui vient à échéance le 31 décembre 2055, sous réserve de deux options de prolongation pouvant être exercées au gré de la contrepartie qui reporteraient la date d'échéance finale au 31 décembre 2071. La garantie couvre un montant maximal potentiel de 13 millions \$ US dans l'éventualité où SeaCoast manquerait à ses obligations de paiement ou de prestation en vertu de la convention de services ferme. Si les notes de crédit non garanties de premier rang à long terme de TECO Energy sont abaissées en deçà d'une note de première qualité par Moody's ou S&P, TECO Energy devra fournir une garantie de substitution provenant d'une société affiliée assortie d'une note de crédit de première qualité ou une lettre de crédit ou un dépôt au comptant de 13 millions \$ US.

Emera Inc. a accordé une garantie de 66 millions \$ US à l'égard des billets en cours d'ECI. Cette garantie prendra fin automatiquement à la date à laquelle les obligations auront été remboursées en totalité.

NSPI a fourni des garanties au nom de sa filiale, NS Power Energy Marketing Incorporated, d'un montant de 104 millions \$ US (119 millions \$ US en 2022) qui ont diverses durées.

La société a émis des lettres de crédit et des cautionnements d'un montant de 103 millions \$ US (145 millions \$ US au 31 décembre 2022) à l'intention de tiers qui ont consenti du crédit à Emera et à ses filiales. En général, ces lettres de crédit et cautionnements ont une durée de un an et sont renouvelés annuellement, au besoin.

Emera Inc., au nom de NSPI, a émis une lettre de crédit visant à garantir des obligations en vertu d'un régime de retraite complémentaire. La date d'échéance de cette lettre de crédit a été reportée à juin 2024. Le montant engagé aux termes de cette lettre était de 56 millions de dollars au 31 décembre 2023 (63 millions de dollars au 31 décembre 2022).

Ententes de collaboration

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022, la société a répertorié les ententes de collaboration importantes suivantes :

Par l'intermédiaire de NSPI, la société participe à trois projets d'énergie éolienne en Nouvelle-Écosse. Le pourcentage d'actifs du projet éolien détenu est fondé sur la valeur relative des actifs de chaque partie associée au projet par rapport au total des actifs relatifs au projet. NSPI est tenue en vertu de CAÉ d'acheter en totalité la production nette du projet et, par conséquent, sa quote-part nette au titre des produits est comptabilisée dans le combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés. La tranche des charges d'exploitation de NSPI est comptabilisée dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales des états des résultats consolidés. En 2023, NSPI a comptabilisé une charge nette de 8 millions de dollars (12 millions de dollars en 2022) au titre du combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés et de 3 millions de dollars (3 millions de dollars en 2022) au titre des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales dans les états des résultats consolidés.

28. ACTIONS PRIVILÉGIÉES CUMULATIVES

Autorisées :

Nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang, pouvant être émises en séries.

Nombre illimité d'actions privilégiées de deuxième rang, pouvant être émises en séries.

	Dividende annuel par action	Prix de rachat par action	31 décembre 2023		31 décembre 2022	
			Émises et en circulation	Produit net	Émises et en circulation	Produit net
Série A	0,5456 \$	25,00 \$	4 866 814	119 \$	4 866 814	119 \$
Série B	Variable	25,00 \$	1 133 186	28 \$	1 133 186	28 \$
Série C	1,6085 \$	25,00 \$	10 000 000	245 \$	10 000 000	245 \$
Série E	1,1250 \$	25,00 \$	5 000 000	122 \$	5 000 000	122 \$
Série F	1,0505 \$	25,00 \$	8 000 000	195 \$	8 000 000	195 \$
Série H	1,5810 \$	25,00 \$	12 000 000	295 \$	12 000 000	295 \$
Série J	1,0625 \$	25,00 \$	8 000 000	196 \$	8 000 000	196 \$
Série L	1,1500 \$	26,00 \$	9 000 000	222 \$	9 000 000	222 \$
Total			58 000 000	1 422 \$	58 000 000	1 422 \$

Les caractéristiques des actions privilégiées de premier rang :

Actions privilégiées de premier rang^{1, 2}	Rendement initial (%)	Dividende annuel actuel (\$)	Taux de dividende minimal rajusté (%)	Date d'option de rachat ou de conversion la plus rapprochée	Valeur de rachat (\$)	Droit de convertir à raison de une pour une
Taux fixe rajusté^{3, 4}						
Série A	4,400	0,5456	1,84	15 août 2025	25,00	Série B
Série C ^{5, 6}	4,100	1,6085	2,65	15 août 2028	25,00	Série D
Série F	4,202	1,0505	2,63	15 févr. 2025	25,00	Série G
Taux minimal rajusté^{3, 4}						
Série B	2,393	Variable	1,84	15 août 2025	25,00	Série A
Série H ^{5, 7}	4,900	1,5810	4,90	15 août 2028	25,00	Série I
Série J	4,250	1,0625	4,25	15 mai 2026	25,00	Série K
Taux fixe perpétuel						
Série E ⁸	4,500	1,1250			25,00	
Série L ⁹	4,600	1,1500		15 nov. 2026	26,00	

- 1) Les porteurs d'actions sont admissibles à un dividende cumulatif en espèces à taux fixe ou variable, une fois qu'il est déclaré par le conseil d'administration.
- 2) À compter de dates de rachat précisées, la société peut choisir de racheter, au comptant, les actions privilégiées de premier rang en circulation, en totalité ou en partie, à la valeur de rachat par action précisée, majorée de tous les dividendes déclarés et impayés avant les dates fixées pour le rachat.
- 3) À la date d'option de rachat ou de conversion, le dividende annuel rajusté par action sera déterminé en multipliant le prix de l'action, soit 25,00 \$, par le taux de dividende annuel fixe ou variable, soit le rendement des obligations du Canada à cinq ans à la date de rajustement applicable pour les actions des séries A, C, F et H, majoré du taux de rajustement du dividende applicable (le taux de rajustement annuel des actions de série H doit être d'au moins 4,90 %) et, pour les actions de série B, le taux des bons du Trésor du gouvernement en vigueur à la date du rajustement, majoré de 1,84 %.
- 4) À chaque date d'option de conversion, les porteurs auront le droit, sous réserve de certaines conditions, de convertir une partie ou la totalité de leurs actions en un nombre égal d'actions privilégiées cumulatives rachetables de premier rang d'une certaine série. La société a le droit de racheter les actions privilégiées en circulation de série D, de série G et de série I sans le consentement des porteurs tous les cinq ans par la suite, en totalité ou en partie, en versant un montant au comptant de 25,00 \$ l'action, majoré de tous les dividendes déclarés et impayés avant la date fixée pour le rachat, et de 25,50 \$ l'action, majoré de tous les dividendes déclarés et impayés avant la date fixée pour le rachat dans le cas des rachats à toute autre date postérieure aux 15 août 2028, 15 février 2025 et 15 août 2028, respectivement. Le taux de dividende trimestriel rajusté des actions de série I correspond à la somme du taux des bons du Trésor à la date de rachat, majoré de 2,54 %.
- 5) Le 6 juillet 2023, Emera a annoncé qu'elle ne rachèterait pas les actions privilégiées de série C et de série H le 15 août 2023. Le 4 août 2023, Emera a annoncé qu'après avoir tenu compte de tous les avis de conversion reçus par les porteurs aucune action de série C n'a été convertie en actions de série D et qu'aucune action de série H n'a été convertie en actions de série I.
- 6) Le dividende fixe annuel par action pour les actions de série C a été rajusté, passant de 1,1802 \$ à 1,6085 \$ pour la période de cinq ans à compter du 15 août 2028 inclusivement.
- 7) Le dividende fixe annuel par action pour les actions de série H a été rajusté, passant de 1,2250 \$ à 1,5810 \$ pour la période de cinq ans à compter du 15 août 2028 inclusivement.
- 8) Les actions privilégiées de premier rang de série E sont rachetables à un montant de 25,00 \$ l'action.
- 9) Les actions privilégiées de premier rang de série L sont rachetables à un montant de 26,00 \$ du 15 novembre 2026 au 15 novembre 2027, diminuant de 0,25 \$ chaque année jusqu'au 15 novembre 2030 pour s'établir à 25,00 \$ l'action par la suite.

Les actions privilégiées de premier rang ne sont assorties d'aucune date de rachat obligatoire et ne sont pas rachetables au gré du porteur. Elles sont classées à titre d'instruments de capitaux propres. Les dividendes qui en découlent sont soustraits dans les états des résultats consolidés afin de dégager le «bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires», et sont présentés dans les états des variations des capitaux propres consolidés en diminution des bénéfices non répartis.

Les actions privilégiées de premier rang de toutes les séries sont de rang égal avec les actions privilégiées de deuxième rang, les actions ordinaires et les autres actions qui leur sont subordonnées, et peuvent avoir priorité sur celles-ci pour ce qui est du paiement des dividendes et de la distribution des biens et actifs résiduels ou du rendement du capital de la société en cas de liquidation ou de dissolution, qu'elle soit volontaire ou non.

Si la société ne parvient pas à verser, en tout, huit dividendes trimestriels sur l'une ou l'autre des séries d'actions privilégiées de premier rang, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang, tant que les dividendes demeurent arriérés, auront le droit de participer à l'assemblée des actionnaires de la société à laquelle les administrateurs doivent être élus et de voter pour l'élection de deux administrateurs sur le nombre total d'administrateurs élus à cette assemblée.

29. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE DANS LES FILIALES

Aux en millions de dollars	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Actions privilégiées de GBPC	14 \$	14 \$
	14 \$	14 \$

Actions privilégiées de GBPC

Autorisées :

10 000 actions privilégiées variables perpétuelles rachetables à dividende cumulatif sans droit de vote.

	2023		2022	
Émises et en circulation :	Nombre d'actions	En millions de dollars	Nombre d'actions	En millions de dollars
En circulation aux 31 décembre	10 000	14 \$	10 000	14 \$

Actions privilégiées variables perpétuelles rachetables à dividende cumulatif sans droit de vote de GBPC

Les actions privilégiées peuvent être rachetées par GBPC après le 17 juin 2021, au prix de 1 000 dollars bahaméens l'action, plus les dividendes accumulés et non versés, et donnent droit à des dividendes privilégiés cumulatifs à taux fixe de 6,0 % par année qui sont payables semestriellement.

Les actions privilégiées sont d'un rang inférieur aux titres de créance garantis et non garantis actuels et futurs de GBPC et d'un rang supérieur à toutes les actions ordinaires actuelles et futures de GBPC.

30. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement :		
Stocks	(31) \$	(214) \$
Débiteurs et autres actifs à court terme ¹	653	(636)
Créditeurs	(538)	423
Autres passifs à court terme ²	(179)	193
Total des éléments hors caisse du fonds de roulement	(95) \$	(234) \$

- 1) Comprennent un montant de 162 millions de dollars lié au règlement des couvertures du gaz de NMGC en janvier 2023 (162) millions de dollars en 2022). Un passif réglementaire correspondant est inclus dans les flux de trésorerie d'exploitation avant les variations du fonds de roulement, faisant en sorte qu'il n'y a aucune incidence sur les flux de trésorerie d'exploitation, montant net.
- 2) Comprennent un montant de (166) millions de dollars lié au programme de plafonnement et d'échange de la Nouvelle-Écosse (172 millions de dollars en 2022). Se reporter à la note 6 pour en savoir davantage. Le solde de l'actif réglementaire correspondant lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible est inclus dans les flux de trésorerie d'exploitation avant les variations du fonds de roulement, faisant en sorte qu'il n'y a aucune incidence sur les flux de trésorerie d'exploitation, montant net.

Pour les En millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
Information supplémentaire sur la trésorerie payée :		
Intérêts	930 \$	699 \$
Impôts sur les bénéfices	43 \$	67 \$
Information supplémentaire sur les activités sans effet sur la trésorerie :		
Dividendes sur actions ordinaires réinvestis	271 \$	237 \$
Diminution des montants à payer au titre des dépenses en immobilisations	(19) \$	(13) \$
Reclassement de dette à court terme dans la dette à long terme	657 \$	- \$
Reclassement de dette à long terme dans la dette à court terme	- \$	500 \$
Informations supplémentaires sur les activités d'exploitation :		
Variation nette des actifs et passifs réglementaires à court terme	123 \$	(157) \$

31. RÉMUNÉRATION À BASE D'ACTIONS

Régime d'achat d'actions ordinaires à l'intention des employés et régime d'achat d'actions et de réinvestissement des dividendes à l'intention des porteurs d'actions ordinaires

Tous les employés admissibles peuvent participer au régime d'achat d'actions ordinaires d'Emera. Au 31 décembre 2023, les employés pouvaient faire des cotisations au comptant à partir d'un minimum de 25 \$ jusqu'à un maximum de 20 000 \$ CA ou 15 000 \$ US par année pour acheter des actions ordinaires d'Emera aux termes du régime. La société fait aussi des cotisations au régime qui équivalent à 20 % des cotisations des employés.

Le régime permet aux participants de réinvestir leurs dividendes, sauf si la loi l'interdit. Un total maximal de 7 millions d'actions ordinaires d'Emera est réservé à des fins d'émission en vertu de ce régime. Au 31 décembre 2023, Emera respectait cette exigence.

Le coût lié à la rémunération au titre des actions émises en vertu du régime d'achat d'actions ordinaires à l'intention des employés pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 s'est élevé à 3 millions de dollars (3 millions de dollars en 2022) et est inclus dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales dans les états des résultats consolidés.

La société compte également un régime de réinvestissement des dividendes à l'intention des porteurs d'actions ordinaires, qui permet aux porteurs d'actions ordinaires résidant au Canada de réinvestir des dividendes et d'acheter des actions ordinaires. Le régime offre une remise pouvant atteindre 5 % du cours moyen des actions ordinaires d'Emera pour les actions ordinaires achetées pour réinvestir les dividendes en espèces. La remise a été de 2 % en 2023.

Régimes de rémunération à base d'actions

Régime d'options sur actions

La société a un régime d'options sur actions en vertu duquel des options sont attribuées à des dirigeants de la société, pour une durée maximale de 10 ans. Le prix de l'option sur actions correspond au cours de clôture des actions ordinaires de la société à la Bourse de Toronto le dernier jour ouvrable au cours duquel ces actions ont été négociées et qui précède la date à laquelle l'option est octroyée. Un nombre total maximal de 14,7 millions d'actions peuvent être émises en vertu de ce régime. Au 31 décembre 2023, Emera respectait cette exigence.

Les droits rattachés aux options sur actions octroyées en 2021 ou avant s'acquièrent à raison de 25 % aux premier, deuxième, troisième et quatrième anniversaires de l'attribution. Les droits rattachés aux options sur actions octroyées en 2022 et par la suite s'acquièrent à raison de 20 % aux premier, deuxième, troisième, quatrième et cinquième anniversaires de l'attribution. Si une option n'est pas exercée dans une période de 10 ans, elle vient à échéance, et le porteur de l'option perd les droits qui y sont rattachés. Le porteur de l'option n'a pas de droit à titre d'actionnaire tant que l'option n'est pas exercée et que les actions ne sont pas émises. Le nombre total d'actions visées par les options attribuées à un porteur ne doit pas dépasser 5 % des actions ordinaires émises et en circulation à la date d'attribution de l'option.

Pour les options sur actions octroyées en 2021 ou avant, à moins qu'une option sur actions ne soit arrivée à échéance, les options comportant des droits acquis peuvent être exercées jusqu'à 27 mois suivant la date du départ à la retraite du porteur de l'option, dans les six mois suivant la date de cessation d'emploi pour d'autres raisons qu'un motif valable ou la date du décès, et dans les 60 jours suivant la date de cessation d'emploi pour motif valable ou la date de la démission. Pour les options sur actions octroyées à compter de 2022, les options comportant des droits acquis peuvent être exercées pendant la durée de l'option suivant la date du départ à la retraite du porteur de l'option, dans les six mois suivant la date de cessation d'emploi pour d'autres raisons qu'un motif valable ou la date du décès, et dans les 60 jours suivant la date de cessation d'emploi pour motif valable ou la date de la démission. Si les options sur actions ne sont pas exercées au cours de cette période, elles arrivent à échéance.

La société utilise le modèle de Black et Scholes pour estimer la charge de rémunération à base d'actions qu'elle comptabilise selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la période d'acquisition des droits.

Le tableau suivant présente la juste valeur moyenne pondérée par option sur actions ainsi que les hypothèses prises en considération dans les modèles d'évaluation des options attribuées pour les exercices clos les 31 décembre :

	2023	2022
Juste valeur moyenne pondérée par option	6,32 \$	5,35 \$
Durée prévue ¹	5 ans	5 ans
Taux d'intérêt sans risque ²	3,53 %	1,79 %
Rendement prévu de l'action ³	5,05 %	4,55 %
Volatilité prévue ⁴	20,07 %	18,87 %

- 1) La durée prévue des options attribuées est calculée d'après les données historiques relatives à l'exercice des options et représente la période pendant laquelle les options devraient être en cours.
- 2) Repose sur les rendements des obligations gouvernementales à cinq ans publiés par la Banque du Canada.
- 3) Compte tenu des taux de dividendes actuels et des tendances historiques au titre de l'accroissement des dividendes.
- 4) Estimée à l'aide de données historiques relatives à la volatilité sur cinq ans.

Le tableau suivant présente l'information liée aux options sur actions pour 2023 :

	Total des options		Options dont les droits ne sont pas acquis ¹	
	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré par action	Nombre d'options	Juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution
En cours au 31 décembre 2022	2 853 879	50,41 \$	1 348 400	4,08 \$
Attribuées	483 100	54,64	483 100	6,32
Exercées	(146 475)	43,94	S. O.	S. O.
Frappées d'extinction	(94 900)	56,32	(51 625)	3,61
Acquises	S. O.	S. O.	(526 620)	3,58
Options en cours au 31 décembre 2023	3 095 604	51,20 \$	1 253 255	5,17 \$
Options pouvant être exercées au 31 décembre 2023^{2, 3}	1 842 349	48,39 \$		

1) Au 31 décembre 2023, il y avait un montant de 5 millions de dollars au titre de la rémunération non comptabilisée lié aux options sur actions dont les droits n'avaient pas encore été acquis et qui devrait être comptabilisé au cours d'une période moyenne pondérée d'environ 3 ans (4 millions de dollars et 3 ans en 2022).

2) Au 31 décembre 2023, la moyenne pondérée pour la durée résiduelle des options dont les droits avaient été acquis était de 5 ans, la valeur intrinsèque totale s'élevant à 8 millions de dollars (10 millions de dollars et 5 ans en 2022).

3) Au 31 décembre 2023, la juste valeur des options dont les droits avaient été acquis au cours de l'exercice était de 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2022).

Le coût de rémunération comptabilisé au titre des options sur actions pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 est de 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2022), et il est inclus dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales aux états des résultats consolidés.

Au 31 décembre 2023, la somme reçue à la suite de l'exercice d'options s'est élevée à 6 millions de dollars (9 millions de dollars en 2022). La valeur intrinsèque totale des options exercées pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 était de 2 millions de dollars (4 millions de dollars en 2022). La fourchette des prix d'exercice des options en cours au 31 décembre 2023 allait de 32,35 \$ à 60,03 \$ (de 32,35 \$ à 60,03 \$ en 2022).

Régimes d'unités d'actions

La société offre un régime d'unités d'actions différées, un régime d'unités d'actions liées au rendement et un régime d'unités d'actions incessibles. Les passifs au titre de ces régimes sont évalués à la valeur de marché à la clôture de chaque période en fonction du cours moyen de l'action ordinaire à la clôture de la période.

Régimes d'unités d'actions différées

Dans le cadre du régime d'unités d'actions différées pour les administrateurs, les administrateurs de la société peuvent choisir de se faire verser la totalité ou une partie de leur rémunération en unités d'actions différées plutôt qu'au comptant, sous réserve de l'exigence de recevoir une tranche minimale de leurs honoraires annuels sous forme d'unités d'actions différées. La rémunération des administrateurs est versée trimestriellement et, au moment d'être versée, le montant applicable est converti en unités d'actions différées. Une unité d'action différée a une valeur correspondante à celle de une action ordinaire d'Emera. Lorsqu'un dividende est versé sur les actions ordinaires d'Emera, des unités d'actions différées supplémentaires sont portées au crédit du compte de l'administrateur. Ces unités d'actions différées ne peuvent être rachetées au comptant que lorsque l'administrateur prend sa retraite, démissionne ou quitte le conseil. La valeur de rachat au comptant d'une unité d'action différée est égale à la valeur du marché d'une action ordinaire au moment du rachat, conformément au régime. En cas de départ à la retraite ou de démission d'un administrateur, la valeur des unités d'actions différées attribuées au compte de celui-ci est calculée en multipliant le nombre de ces mêmes unités attribuées à son compte par le cours de clôture des actions ordinaires d'Emera à la date du rachat des unités d'actions différées.

Dans le cadre du régime d'unités d'actions différées pour les dirigeants, tous les participants peuvent choisir de reporter la totalité ou un pourcentage des primes de rendement annuelles auxquelles ils ont droit sous forme d'unités d'actions différées, sachant que, dans le cas des participants assujettis aux lignes directrices sur l'actionnariat, au moins 50 % de la valeur de la prime annuelle réelle à laquelle ils ont droit (25 % durant la première année du programme) sera payable sous forme de ces unités d'actions différées tant qu'ils n'auront pas satisfait aux lignes directrices applicables.

Au moment de calculer les primes à court terme devant être versées, le montant choisi par un participant est converti en unités d'actions différées dont la valeur est égale au prix du marché d'une action ordinaire d'Emera. Lorsqu'un dividende est versé sur des actions ordinaires d'Emera, des unités d'actions différées supplémentaires dont la valeur correspond aux dividendes versés sur un nombre équivalent d'actions ordinaires d'Emera sont attribuées au compte d'unités d'actions différées de chaque participant. Par suite de la cessation d'emploi ou du départ à la retraite d'un participant, la valeur des unités d'actions différées attribuées au compte du participant est calculée, au plus tard le 15 décembre de l'année civile suivant la cessation d'emploi ou la retraite du participant, en multipliant le nombre d'unités d'actions différées comprises dans le compte de ce participant par le cours de clôture moyen d'une action d'Emera pendant les 50 jours de Bourse précédant une date de calcul donnée. Les paiements sont faits au comptant.

De plus, des unités d'actions différées peuvent à l'occasion être attribuées par le comité de gestion des ressources et de rémunération («CGRR») à certains dirigeants en reconnaissance de réalisations exceptionnelles ou de l'atteinte de certains objectifs de l'entreprise.

Un résumé des activités relatives aux unités d'actions différées attribuées aux employés et aux administrateurs pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 est présenté dans le tableau suivant :

	Unités d'actions différées attribuées aux employés	Juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution	Unités d'actions différées attribuées aux administrateurs	Juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution
En cours au 31 décembre 2022	627 223	41,55 \$	664 258	45,83 \$
Attribuées, y compris le régime de réinvestissement des dividendes	85 740	47,66	117 893	49,99
Exercées	S. O.	S. O.	(53 093)	49,39
En cours et pouvant être exercées au 31 décembre 2023	712 963	42,29 \$	729 058	46,24 \$

Le recouvrement de charge de rémunération comptabilisé au titre des unités d'actions différées attribuées aux employés et aux administrateurs pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 s'est établi à 2 millions de dollars (6 millions de dollars en 2022). La charge d'impôts liée à ce recouvrement de charge de rémunération pour les unités d'actions réalisées pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 a totalisé 1 million de dollars (2 millions de dollars en 2022). La valeur intrinsèque globale des actions en circulation pour les employés pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 est de 36 millions de dollars (33 millions de dollars en 2022). La valeur intrinsèque globale des actions en circulation attribuées pour les administrateurs pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 est de 37 millions de dollars (34 millions de dollars en 2022). Les paiements au comptant effectués au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023 relativement au régime d'unités d'actions différées ont totalisé 3 millions de dollars (8 millions de dollars en 2022).

Régime d'unités d'actions liées au rendement

En vertu du régime d'unités d'actions liées au rendement, certains dirigeants et cadres supérieurs peuvent choisir que leur rémunération incitative à long terme soit versée dans ce régime. Les unités d'actions liées au rendement sont attribuées chaque année selon des cycles de rendement de trois ans se chevauchant, ce qui donne lieu à un paiement au comptant, ainsi qu'en fonction du cours de clôture moyen de l'action d'Emera pendant les 50 jours de Bourse précédant une date d'attribution donnée. Des équivalents de dividendes sont attribués et versés sous forme d'unités d'actions liées au rendement additionnelles. La valeur des unités d'actions liées au rendement varie selon le cours des actions ordinaires et le rendement d'Emera.

Les droits rattachés aux unités d'actions liées au rendement sont acquis à la fin du cycle de trois ans, et les paiements sont calculés et approuvés par le CGRR dès le début de l'année suivante. La valeur des paiements est fondée sur les services réels rendus au cours du cycle et peut être établie au prorata dans le cas de certains scénarios de départ. En cas de départ à la retraite, tel qu'il est défini dans le régime d'unités d'actions liées au rendement, les options peuvent continuer d'être acquises en totalité et versées dans le cours normal des activités après le départ à la retraite.

Un résumé des activités relatives aux unités d'actions liées au rendement attribuées aux employés pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 est présenté dans le tableau suivant :

	Unités d'actions liées au rendement attribuées aux employés	Juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution	Valeur intrinsèque totale
En cours au 31 décembre 2022	690 446	56,24 \$	40 \$
Attribuées, y compris le régime de réinvestissement des dividendes	386 261	52,71	
Exercées	(323 155)	54,62	
Frappées d'extinction	(10 187)	55,15	
En cours au 31 décembre 2023	743 365	55,13 \$	41 \$

La charge de rémunération comptabilisée au titre du régime d'unités d'actions liées au rendement pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 s'est établie à 11 millions de dollars (18 millions de dollars en 2022). Les économies d'impôts liées à cette charge de rémunération pour les unités d'actions réalisées pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ont totalisé 3 millions de dollars (5 millions de dollars en 2022). Les paiements au comptant effectués au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023 relativement au régime d'unités d'actions liées au rendement ont totalisé 19 millions de dollars (24 millions de dollars en 2022).

Régime d'unités d'actions incessibles

En vertu du régime d'unités d'actions incessibles, certains dirigeants et cadres supérieurs peuvent choisir que leur rémunération incitative à long terme soit versée dans ce régime. Les unités d'actions incessibles sont attribuées chaque année selon des cycles de rendement de trois ans se chevauchant, ce qui donne lieu à un paiement au comptant, ainsi qu'en fonction du cours de clôture moyen de l'action d'Emera pendant les 50 jours de Bourse précédant une date d'attribution donnée. Des équivalents de dividendes sont attribués et versés sous forme d'unités d'actions incessibles additionnelles. La valeur des unités d'actions incessibles varie selon le cours des actions ordinaires et le rendement d'Emera.

Les droits rattachés aux unités d'actions liées au rendement sont acquis à la fin du cycle de trois ans, et les paiements sont calculés et approuvés par le CGRR dès le début de l'année suivante. La valeur des paiements est fondée sur les services réels rendus au cours du cycle et peut être établie au prorata dans le cas de certains scénarios de départ. En cas de départ à la retraite, tel qu'il est défini dans le régime d'unités d'actions incessibles, les options peuvent continuer d'être acquises en totalité et versées dans le cours normal des activités après le départ à la retraite.

Un résumé des activités relatives aux unités d'actions incessibles attribuées aux employés pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 est présenté dans le tableau suivant :

	Unités d'actions incessibles attribuées aux employés	Juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution	Valeur intrinsèque totale
En cours au 31 décembre 2022	508 468	56,25 \$	30 \$
Attribuées, y compris le régime de réinvestissement des dividendes	236 537	52,07	
Exercées	(171 537)	54,62	
Frappées d'extinction	(10 827)	54,76	
En cours au 31 décembre 2023	562 641	55,01 \$	32 \$

La charge de rémunération comptabilisée au titre du régime d'unités d'actions incessibles pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 s'est établie à 10 millions de dollars (9 millions de dollars en 2022). Les économies d'impôts liées à cette charge de rémunération pour les unités d'actions réalisées pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ont totalisé 3 millions de dollars (2 millions de dollars en 2022). Les paiements au comptant effectués au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023 relativement au régime d'unités d'actions incessibles ont été de 10 millions de dollars (néant en 2022).

32. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

Emera détient des droits variables dans NSPML, une EDDV pour laquelle il a été déterminé qu'Emera n'est pas le principal bénéficiaire étant donné qu'elle ne détient pas de participation financière conférant le contrôle dans NSPML. Lorsque les étapes essentielles ont été franchies, Nalcor Energy est devenue le principal bénéficiaire réputé de l'actif aux fins de la présentation de l'information financière, car elle détenait un contrôle sur la majorité des activités directes qui devraient avoir l'incidence la plus importante sur le rendement économique du lien maritime. Ainsi, Emera a commencé à comptabiliser le lien maritime comme un placement dans une société satellite.

BLPC a établi un FAS essentiellement afin de constituer un fonds pour couvrir les risques liés aux dommages et aux pertes subséquentes touchant certains réseaux de production, de transport et de distribution. ECI détient des droits variables dans le FAS, pour lequel il a été déterminé qu'ECI était le principal bénéficiaire; par conséquent, le FAS doit être consolidé par ECI. Pour établir si ECI contrôle le FAS, la direction a considéré qu'en substance, les activités du FAS sont menées pour le compte de BLPC, filiale d'ECI, et que seule BLPC tire des avantages des activités du FAS. De plus, étant donné qu'ECI a droit à tous les avantages du FAS par l'entremise de BLPC, elle est également exposée aux risques liés aux activités du FAS. Tout retrait des actifs du FAS effectué par la société serait assujéti à la réglementation existante. La consolidation de l'EDDV d'Emera dans le FAS a une incidence sur les autres actifs à long terme, les liquidités soumises à restrictions et les passifs réglementaires des bilans consolidés. Les montants compris dans les liquidités soumises à restrictions comprennent les liquidités des fonds réservés pour le FAS de BLPC.

La société a identifié certains CAÉ à long terme qui correspondent à la définition des droits variables étant donné qu'elle doit acheter la totalité ou la majorité de la production d'électricité à un prix fixe. Cependant, il a été déterminé que la société n'était pas le principal bénéficiaire parce qu'elle n'avait pas le pouvoir de diriger les activités de l'entité, y compris la capacité d'exploiter les installations de production et de prendre des décisions en matière de gestion.

Le tableau suivant fournit des informations sur la portion des EDDV importantes non consolidées d'Emera :

Aux	31 décembre 2023		31 décembre 2022	
	Total	Exposition maximale	Total	Exposition maximale
en millions de dollars	de l'actif	aux pertes	de l'actif	aux pertes
EDDV non consolidées dans lesquelles Emera détient des droits variables				
NSPML (comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence)	489 \$	6 \$	501 \$	6 \$

33. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Les présents états financiers et les notes y afférentes reflètent l'évaluation par la société des événements postérieurs à la date de clôture jusqu'au 26 février 2024, date de publication des états financiers.