



RAPPORT ANNUEL 2021

N

21



TABLE DES MATIÈRES

Faits saillants financiers	1
Revenus et faits saillants d'exploitation.	1
Profil de la Société.....	3
Rapport annuel 2021 d'OPG.....	5
Prendre des mesures pour lutter contre les changements climatiques	9
Promouvoir la réconciliation	12
Devenir un champion de l'égalité, la diversité et l'inclusion	14
Ouvrir la voie à un lendemain meilleur . . .	15
Rapport de gestion.....	19
États financiers consolidés.....	124
Notes des états financiers consolidés . . .	130
Dirigeants et cadres d'OPG.....	205

FAITS SAILLANTS FINANCIERS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2021	2020
Revenus	6 877	7 240
Charges liées au combustible	874	777
Marge brute	6 003	6 463
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 889	2 902
Dotation aux amortissements	1 132	1 322
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	1 089	1 054
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(967)	(928)
Taxes foncières	48	48
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	(1)	(11)
	4 190	4 387
Bénéfice avant autres (gains) pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	1 813	2 076
Autres (gains) pertes	(3)	6
Intérêts débiteurs, montant net	233	307
Charge d'impôts	239	387
Résultat net	1 344	1 376
Production d'électricité (TWh)	77,6	82,1
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 440	2 824

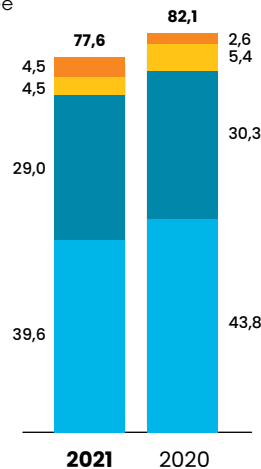
Revenus et faits saillants d'exploitations

Legend

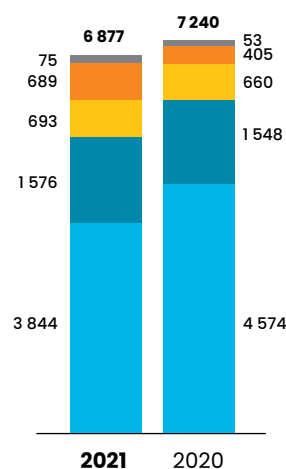
- Production nucléaire réglementée*
- Production hydroélectrique réglementée
- Production visée par contrat
- Production hydroélectrique et autre
- Atura Power
- Autres

* Reflète l'incidence de la mise hors service de l'unité 3 de la centrale Darlington aux fins de réfection, laquelle a commencé en septembre 2020, et de la remise en service de l'unité 2 de la centrale Darlington en juin 2020 qui était en réfection depuis octobre 2016.

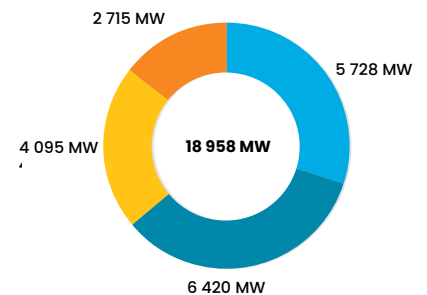
Production d'électricité
(en TWh)



Revenus
(en millions de dollars)



Capacité de production en service
(en MW) au 31 décembre 2021



Le portefeuille
de production
d'électricité d'OPG
a une capacité en
service de

18,958

mégawatts (MW) :

- Adossé à des actifs de 61,2 milliards de dollars
- Environ 9 325 employés qui travaillent dans des emplacements répartis entre Kenora et Cornwall et aux États-Unis
- Producteur de premier plan d'isotopes nucléaires, produits pour la première fois à la centrale nucléaire Pickering il y a près de 50 ans
- Apport d'un résultat net d'environ 5,9 milliards de dollars au profit de la Province au cours des cinq derniers exercices

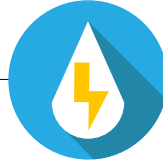
2

centrales
nucléaires



66

centrales
hydroélectriques
au Canada



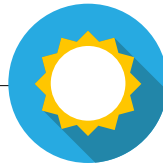
2

centrales
thermiques



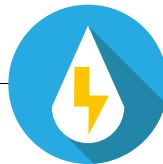
1

centrale
solaire



87

centrales
d'hydroélectricité
renouvelable
d'Eagle Creek
aux États-Unis



4

centrales
à cycle combiné
d'Atura Power





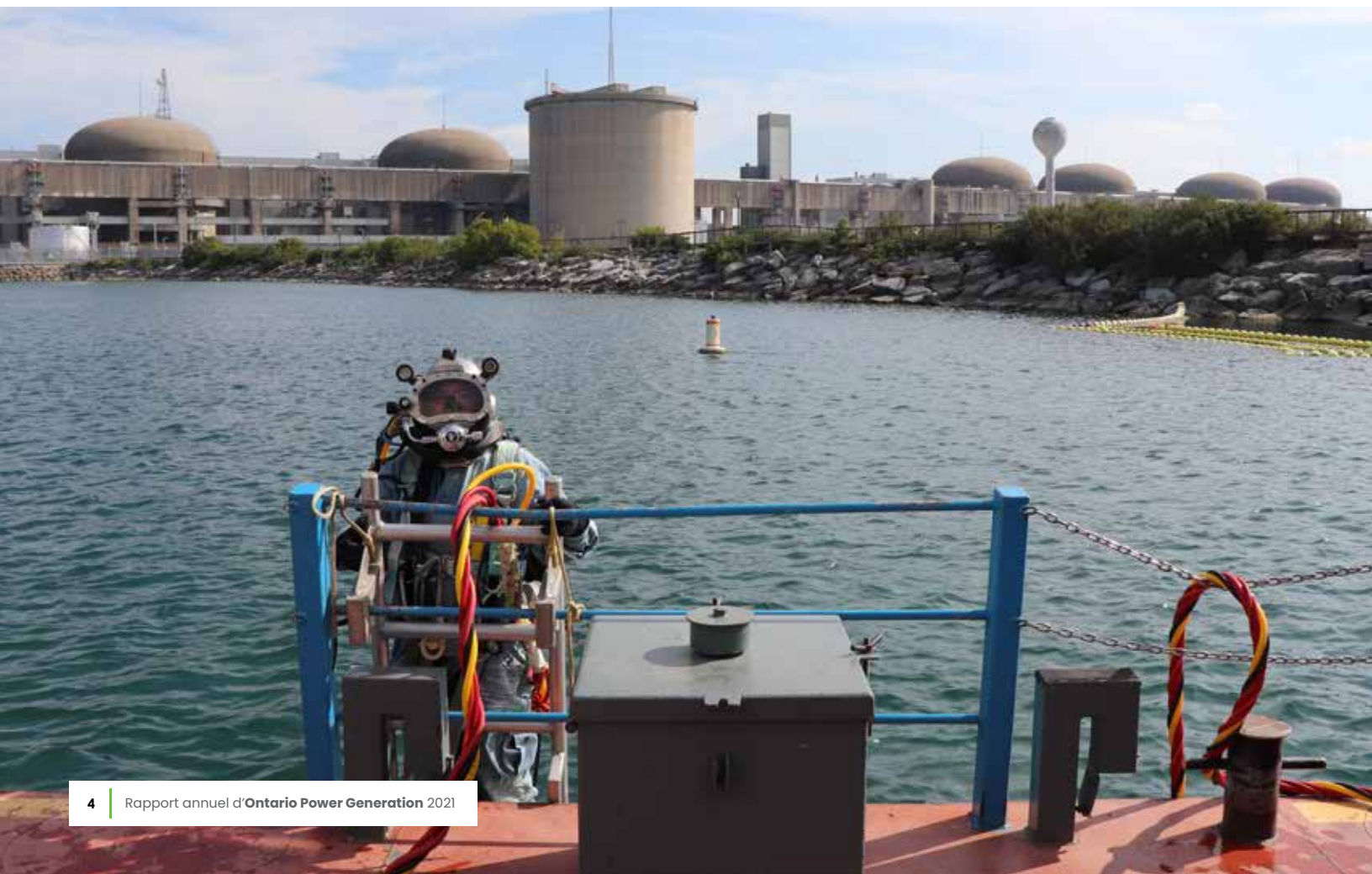
PROFIL DE LA SOCIÉTÉ


Ontario Power Generation (OPG) est le plus grand fournisseur d'électricité propre de la province et un chef de file en matière de technologie de production d'énergie propre. OPG, qui a été constituée en vertu de la Loi sur les sociétés par actions (Ontario), est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario.

OPG possède l'un des portefeuilles de production d'énergie les plus diversifiés d'Amérique du Nord. En Ontario, la Société détient et exploite 2 centrales nucléaires, 66 centrales hydroélectriques, 4 centrales alimentées au gaz naturel à cycle combiné et 2 centrales thermiques, ainsi qu'une centrale solaire. De plus, en Ontario, OPG possède 2 centrales nucléaires qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P et, aux États-Unis, elle détient et exploite 87 centrales hydroélectriques. Les 4 centrales à cycle combiné sont exploitées

par sa filiale, Atura Power, et les centrales hydroélectriques aux États-Unis, par une autre filiale, Eagle Creek Renewable Energy.

Au 31 décembre 2021, OPG avait une capacité en service de 18 958 MW.





RAPPORT ANNUEL D'OPG 2021



Wendy Kei

Présidente
du conseil
d'administration



Ken Hartwick

Président et
chef de
la direction

Message de la présidente du conseil d'administration et du président et chef de la direction

Au cours de la dernière année, nous avons dû de nouveau composer avec la pandémie, et avec les incertitudes et défis qui l'accompagnaient, mais OPG a continué d'être là pour tous les Ontariens.

À l'instar de nos partenaires et de nos fournisseurs, notre main-d'œuvre dévouée composée de quelque 9 325 employés n'a cessé, en faisant preuve de résilience et d'excellence, de produire de façon fiable et sécuritaire de l'électricité pour les hôpitaux, les clients résidentiels et les entreprises, tout en redynamisant l'économie de l'Ontario.

Tout au long de l'année, nous avons pris des mesures pour devenir un chef de file incontestable en matière de transition énergétique et de lutte contre les changements climatiques. Il aurait été facile de repousser à plus tard la mise en œuvre de notre plan d'action, mais nous avons décidé qu'il était temps d'agir et que nous pourrions devenir un maître d'œuvre en la matière.

Cette année encore, OPG et ses employés ont aidé les Ontariens et leurs voisins touchés par la pandémie en mettant sur pied des initiatives de proximité à l'échelle locale et provinciale qui ont permis de recueillir environ 4,8 millions de dollars afin d'offrir un soutien alimentaire aux personnes vulnérables des collectivités où sont situées nos centrales et aux Premières Nations voisines et éloignées, un programme de santé mentale à l'intention des jeunes ainsi que des programmes éducatifs, comme le tutorat virtuel en mathématiques. OPG a également soutenu les campagnes de vaccination provinciales contre la COVID-19 en transportant des personnes âgées jusqu'aux cliniques de vaccination et en hébergeant, au complexe énergétique de Darlington, une clinique publique dans laquelle plus de 1 000 doses ont été administrées.

Les activités d'OPG ont de nouveau enregistré un rendement solide et stable et généré une grande valeur pour la province. En 2021, notre production d'électricité a atteint 77,6 térawattheures (TWh), et nous avons inscrit un bénéfice net de 1 325 millions de dollars attribuable à notre actionnaire, la province d'Ontario.

Au-delà des profits et de l'électricité produite, nous avons réalisé d'importants progrès au chapitre de plusieurs projets clés et de nos engagements importants à lutter contre les changements climatiques, à promouvoir la réconciliation avec les Autochtones et à devenir un leader en matière de diversité.

En ce qui a trait au projet de réfection de la centrale Darlington, notre plan, qui est d'offrir une électricité propre et fiable pendant des décennies, progresse bien et favorisera la décarbonation de l'économie de l'Ontario, tout nous en aidant à atteindre notre cible de zéro émission nette. L'unité 3 de la centrale, la deuxième à faire l'objet d'une réfection, a été démontée avec succès l'an dernier, l'équipe de projet ayant réalisé pour la première fois l'enlèvement combiné des tubes de calandre et des tubes de pression présents





dans le réacteur. L'unité a commencé à être réassemblée aux côtés de l'unité 1, dont la réparation a commencé au début de 2022, et c'est donc la première fois que deux unités sont remises en état en même temps. Forts des leçons apprises jusqu'ici, y compris la remise en service réussie de l'unité 2 en juin 2020, nous sommes convaincus que nous pourrions achever ce projet selon le calendrier et le budget d'ici 2026.

Entre-temps, les employés de notre secteur Production d'énergie renouvelable ont aidé à gérer les débits d'eau pendant les crues printanières et automnales et à faire en sorte que nos centrales hydroélectriques et les collectivités dans lesquelles elles sont situées continuaient d'être en sécurité, alors que des feux de forêt ravageaient tout le nord-ouest. Plusieurs de nos projets d'énergie propre ont également bien progressé, y compris le réaménagement de la centrale hydroélectrique Calabogie et le remplacement des deux unités déclassées de notre complexe de production phare de Sir Adam Beck I, dont nous célébrons aujourd'hui le 100e anniversaire.

Alors que notre centrale historique de Sir Adam Beck I produit de l'énergie propre depuis déjà un siècle, 2021 marquait la première année de notre plan en matière de changements climatiques. Depuis que nous avons lancé ce plan, nous avons pris un certain nombre de mesures pour devenir une entreprise carboneutre d'ici 2040 et faire en sorte que l'économie des marchés

dans lesquels nous exerçons nos activités devienne carboneutre d'ici 2050. Ces mesures comprennent la constitution de PowerON Energy Solutions, une nouvelle filiale qui offrira l'infrastructure d'électrification et de recharge pour les organismes de transport municipaux et les parcs de véhicules des entreprises; l'élargissement du Ivy Charging Network à l'appui des véhicules électriques de la province; les progrès réalisés au chapitre de l'aménagement des projets de production d'hydrogène faible en carbone par l'intermédiaire de notre filiale Atura Power; et la sélection de GE Hitachi Nuclear Energy comme partenaire technologique pour le déploiement de notre petit réacteur modulaire (PRM) dans le cadre du nouveau projet nucléaire de Darlington, dont l'objectif est de déployer un PRM à l'échelle du réseau de la centrale Darlington d'ici 2028. Nous croyons que, conjuguées, ces initiatives compteront parmi les efforts de réduction des gaz à effet de serre les plus importants du pays.

Nous investissons dans notre portefeuille de centrales hydroélectriques en Ontario par le biais du programme de mise à niveau continue de la turbine et du générateur, et nous déployons tous les efforts pour faire croître notre portefeuille de centrales hydroélectriques aux États-Unis. À la demande du gouvernement de l'Ontario, nous contribuons à l'examen de nouvelles possibilités d'aménagements hydroélectriques dans le nord de l'Ontario.

Ces initiatives, et bien d'autres, nous mettent sur la bonne voie pour atteindre nos objectifs de carboneutralité et mettent notre entreprise en bonne position pour réussir dans le monde post-carbone de demain.

OPG, à l'instar de tous les Canadiens, tente toujours de composer avec la tragique réalité des pensionnats autochtones. Dans son appel à l'action no 92, la Commission de vérité et réconciliation demande au secteur des entreprises du Canada d'adopter un cadre de réconciliation et de l'appliquer à leurs activités pour créer un avenir meilleur.

En réponse, nous avons lancé notre tout premier plan d'action de réconciliation, qui guidera notre travail avec les collectivités, les entreprises et les organisations autochtones afin de promouvoir la réconciliation. Le plan contribuera à accroître les avantages économiques pour les collectivités et les entreprises autochtones, tout en augmentant la représentation des Autochtones au sein d'OPG. En 2021, nous avons reçu la distinction Or pour notre participation au Programme des relations autochtones progressistes du Conseil canadien pour le commerce autochtone. Cependant, nous savons qu'il reste encore beaucoup à faire.

Récemment, nous avons lancé notre nouvelle stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion afin de devenir l'un des meilleurs employeurs du Canada sur le plan de la diversité. Nous avons fixé des objectifs audacieux pour notre entreprise et sommes en bonne voie de les atteindre.

OPG s'engage à mener à bien ces initiatives clés, parce que nous savons qu'il est essentiel pour notre succès de bâtir une entreprise

plus diversifiée et plus inclusive. Nous devons faire appel à un vaste éventail de personnes engagées de tous les horizons pour qu'elles nous aident à atteindre nos objectifs, qui vont de l'excellence des activités à celle de la réalisation des projets, en passant par la lutte contre les changements climatiques.

Ces initiatives et nouveautés importantes ont contribué à faire de 2021 une année significative pour OPG, ses employés et les collectivités où nous sommes présents.

Malgré la situation difficile, c'est avec un grand plaisir que nos employés chevronnés ont participé à la production d'électricité à bas coût, de manière sécuritaire et durable. Nous poursuivons sur cette voie en 2022, afin, conformément à toutes nos promesses, de soutenir les collectivités à l'échelle de la province, de promouvoir la prospérité et de préparer un avenir plus prometteur et plus vert pour tous.

Merci. Portez-vous bien.



Wendy Kei
Présidente du conseil
d'administration



Ken Hartwick
Président et chef de
la direction

Prendre des mesures pour lutter contre les changements climatiques

L'année 2021 a marqué le premier anniversaire du lancement du plan en matière de changements climatiques d'OPG. OPG a réalisé des progrès constants au chapitre de la réalisation de ses objectifs ambitieux, qui sont notamment de devenir une entreprise carboneutre d'ici 2040 et d'aider l'économie des marchés dans lesquels nous exerçons nos activités à atteindre la carboneutralité d'ici 2050.

En novembre 2021, l'Association canadienne de l'électricité (« ACÉ ») a décerné à OPG le prix Électricité durable pour son plan en matière de changements climatiques et pour son engagement à l'égard de l'amélioration continue de la performance.

OPG a mis en œuvre des mesures parmi les plus audacieuses du monde lorsqu'elle a fermé ses centrales alimentées au charbon, et occupe donc une position unique pour devenir un chef de file en matière de changements climatiques qui s'engage à bâtir un avenir plus vert et plus prospère grâce à l'innovation. Voici certaines des mesures que nous adoptons à l'heure actuelle pour atteindre nos objectifs :

Petits réacteurs modulaires

OPG réalise des progrès importants au chapitre du développement de petits réacteurs modulaires (PRM) à faibles émissions de carbone, la technologie nucléaire propre de prochaine génération. Les PRM offrent tous les avantages des réacteurs nucléaires conventionnels, mais leur taille et leur tension sont moins importantes, et ils sont plus polyvalents.

En décembre 2021, OPG a annoncé qu'elle déploierait, en collaboration avec GE Hitachi Nuclear Energy, le premier PRM commercial du Canada à l'échelle du réseau de la centrale nucléaire Darlington au cours de la présente décennie, sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation. En octobre, la Commission de sûreté nucléaire (« CCSN ») a renouvelé le permis de préparation d'emplacement du Nouveau projet nucléaire de Darlington. Une fois construit, le réacteur de 300 MW pourrait alimenter en électricité environ 300 000 résidences, permettrait de créer 2 500 emplois et servirait de modèle pour le développement de PRM semblables partout au Canada et dans d'autres territoires, en appui aux efforts de décarbonation à l'échelle mondiale.





Récemment, OPG a reçu le prix Carboneutralité d'ici 2050 du Centre d'excellence de l'ACÉ pour le projet de PRM de la centrale Darlington. Ce prix souligne l'innovation et la technologie à la fine pointe dans l'industrie de l'électricité du Canada.

Électrification

OPG contribue à l'électrification du secteur du transport, qui est responsable de près 35 % des émissions de carbone de l'Ontario.

La Société poursuit l'expansion du réseau de bornes de recharge d'Ivy, en partenariat avec Hydro One, qui constituera bientôt le plus grand réseau de recharge rapide de véhicules électriques de l'Ontario, grâce à ses 160 bornes de recharge rapide dans plus de 60 sites d'ici 2022, y compris 69 bornes de recharge rapide de niveau 3 dans tous les emplacements ONroute, qui contribuent à calmer l'angoisse à l'égard de l'autonomie. OPG a également constitué récemment une nouvelle filiale, PowerON Energy Solutions, pour qu'elle offre l'infrastructure d'électrification et de recharge pour les organismes de transport collectif municipaux et les parcs de véhicules des entreprises. À l'heure actuelle, PowerON travaille, en collaboration avec la Toronto Transit Commission (TTC) et Toronto Hydro,

à l'électrification du parc d'autobus de la TTC – le projet d'électrification du transport collectif le plus important d'Amérique du Nord à ce jour.

Initiative liée à l'hydrogène et autres initiatives

Une autre filiale en propriété exclusive d'OPG, Atura Power, jette les bases du développement de la production d'hydrogène faible en carbone. La Société réalise des études de faisabilité à l'appui de l'avancement de plusieurs projets visant à faire la démonstration de l'utilisation commerciale de l'hydrogène dans des centrales existantes pour contribuer à la création de centres régionaux de production d'hydrogène en Ontario. L'hydrogène faible en carbone pourrait alimenter les véhicules lourds et les industries à fortes émissions de carbone, comme l'industrie sidérurgique et celle de la production de ciment.

Le secteur Production d'électricité renouvelable d'OPG réalise également des travaux d'entretien complets de l'ensemble des unités de notre portefeuille de centrales hydroélectriques pour veiller à ce que la production d'hydroélectricité propre



favorise l'atteinte de nos objectifs et ceux de la province en matière de lutte contre les changements climatiques au cours des décennies à venir.

Au début de 2022, en réponse à la demande du ministère de l'Énergie, OPG a initié un examen de nouvelles possibilités d'aménagements hydroélectriques dans le nord de l'Ontario. OPG, en collaboration avec les collectivités autochtones, l'Ontario Waterpower Association, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité et d'autres organismes, fera une vaste mise à jour de l'industrie pour aider la province à se préparer à répondre aux demandes d'électricité prévues dans l'avenir.

Entre-temps, le projet de réfection de la centrale Darlington, qui aura le même impact que le retrait de deux millions de véhicules par année des routes de l'Ontario, et l'exploitation continue de la centrale nucléaire Pickering jusqu'au milieu de la présente décennie garantiront que notre empreinte énergétique continue d'être faible en carbone.

Les autres initiatives de lutte contre les changements climatiques comprennent l'évaluation des possibilités de stockage de l'énergie, l'examen des technologies

à émissions négatives et le soutien continu aux solutions naturelles, comme les initiatives de plantation d'arbres et de conservation de la biodiversité.

Grâce à ces mesures et à venir, OPG pourra atteindre ses objectifs de lutte contre les changements climatiques et l'Ontario sera en bonne position pour réussir au cours des prochaines années.





Promouvoir la réconciliation

En octobre 2021, OPG a lancé son tout premier plan d'action visant à promouvoir la réconciliation avec les collectivités, les entreprises et les organismes autochtones.

Avec la résurgence du passé tragique du Canada, y compris de l'héritage laissé par son réseau de pensionnats, nous réfléchissons aux conséquences graves des actions des prédécesseurs d'OPG sur de nombreuses collectivités autochtones de l'Ontario.

Au fil des ans, OPG s'est efforcée de bâtir des relations et de résoudre certains griefs du passé. Nous avons conclu des ententes de règlement définitives avec 21 collectivités des Premières Nations et avons établi des partenariats avec cinq Premières Nations pour la réalisation de quatre projets de production d'électricité propre.

Notre nouveau plan d'action pour la réconciliation est la prochaine étape de notre parcours visant à concrétiser notre engagement à long terme envers les collectivités autochtones et constitue une réponse directe à l'appel à l'action no 92 de la Commission sur la vérité et la réconciliation, qui presse les entreprises canadiennes à faire mieux.

Aux termes de ce plan, OPG s'engage à augmenter l'incidence économique de ses activités sur les collectivités et les entreprises autochtones, pour la faire passer à 1 milliard de dollars au cours des dix prochaines années dans le cadre des activités, projets et initiatives en cours. Nous améliorerons



l'accès aux possibilités d'approvisionnement pour les Autochtones, accroîtrons la représentation des employés autochtones à tous les échelons d'OPG, protégerons davantage l'environnement et acquerrons une meilleure compréhension de la culture, de l'histoire et des perspectives des Autochtones au sein d'OPG.

Nous réalisons déjà des progrès au chapitre de l'atteinte de nos objectifs.

En 2021, OPG a reçu la distinction Or pour sa participation au Programme des relations autochtones progressistes du Conseil canadien pour le commerce autochtone, qui confirme sa réputation de chef de file des relations avec les Autochtones. Nous avons également conclu plus de 50 ententes formelles avec les collectivités et les organisations autochtones, y compris des partenariats de production et le programme de possibilités des Autochtones, qui ont aidé des candidats autochtones à se trouver un emploi chez OPG et dans l'industrie de l'électricité.

Nous ferons évoluer ces initiatives en renforçant les relations existantes et en formant de nouveaux partenariats, et en continuant de croître et d'apprendre en tant qu'organisation.





Devenir un champion de l'égalité, la diversité et l'inclusion

OPG déploie tous les efforts pour devenir un chef de file de l'équité, de la diversité et de l'inclusion.

Nous croyons qu'il s'agit d'une question critique pour l'entreprise, étant donné que la diversification de la main-d'œuvre permet d'avoir de meilleures discussions, de prendre des décisions plus éclairées et d'obtenir des résultats plus probants. Qui plus est, nous savons que bâtir une entreprise plus diversifiée et plus inclusive est tout simplement la bonne chose à faire.

Nous avons mis en œuvre récemment notre stratégie en matière d'égalité, de diversité et d'inclusion sur dix ans, qui servira de feuille de route pour nous aider à devenir l'un des meilleurs employeurs pour la diversité du Canada d'ici 2023 et un chef de file mondial au chapitre des meilleures pratiques d'ici 2030.

Pour atteindre ces objectifs, nous nous efforçons d'éliminer les barrières systémiques au moyen de la formation, de l'examen des politiques et des modifications aux meilleures pratiques, y compris les processus de recrutement et de promotion. Nous avons également pris plusieurs engagements publics visant à contribuer à la promotion du changement dans notre industrie. En février 2022, nous sommes devenus un partenaire fondateur de l'initiative BlackNorth dans le cadre du lancement d'une plateforme de recrutement visant à promouvoir les possibilités d'emploi dans le domaine des sciences, de la technologie, de l'ingénierie et des

mathématiques pour les candidats racialisés. Au cours des dernières années, nous avons lancé l'initiative Nuclear Against Racism pour nous attaquer au racisme dans notre industrie, nous nous sommes associés à Centraide de la région du Grand Toronto à l'appui du Black, Indigenous, People of Colour Equity Fund et sommes devenus membre de 30 % Club Canada, dont l'objectif est d'accroître la représentation des femmes au sein des entreprises canadiennes.

Nous observons déjà que des changements positifs s'opèrent à l'échelle de notre organisation. L'équipe de direction d'OPG est composée à hauteur de 50 % de femmes, et les femmes comptent également pour 60 % des administrateurs indépendants d'OPG qui siègent à son conseil d'administration, lequel est celui qui affiche la plus grande diversité en la matière au sein de l'industrie. La représentation des femmes au sein de notre main-d'œuvre était d'environ 23,5 % en 2021, un taux qui se rapproche de la disponibilité sur le marché du travail canadien.

OPG continuera de prendre de manière proactive des mesures pour accroître la représentation des femmes, des Autochtones, des personnes racialisées et des personnes handicapées, pour s'assurer qu'elle peut tirer parti de leurs idées et points de vue diversifiés et de leur expérience. Il reste beaucoup à faire, mais OPG s'est engagée à devenir aussi axée sur la diversité que les collectivités dans lesquelles elle exerce ses activités.

Ouvrir la voie à un lendemain meilleur

OPG est fière d'être un chef de file, que ce soit sur le plan de la sécurité, de la réalisation des projets ou de l'incidence sur l'économie, les collectivités et l'environnement.

En 2021, nous avons davantage mis l'accent sur la sécurité, et pris toutes les précautions pour protéger nos employés et la collectivité pendant la pandémie de COVID-19. Notre performance en matière de fréquence des blessures consignées, une mesure clé de la sécurité, a été parmi les meilleures de l'histoire de la Société, et nous avons obtenu le prix du président de l'Association canadienne de l'électricité (« ACÉ ») 2021 pour la santé et la sécurité au travail en raison de notre solide culture de sécurité. De plus, nous nous sommes classés au premier rang parmi nos pairs pour notre performance en matière de sécurité. Le rôle essentiel joué par OPG tout au long de la pandémie et son soutien à la santé mentale et au bien-être des employés ont valu à la Société de recevoir le prix Héros de la pandémie dans la catégorie Employeur des services essentiels. Ce prix a été créé en partenariat le Centre des sciences de la santé mentale Ontario Shores, l'Association canadienne pour la santé mentale et la Commission de la santé mentale du Canada.

En ce qui concerne nos activités et la réalisation de nos projets, nous avons continué de faire preuve d'excellence à l'échelle de notre portefeuille pour contribuer à alimenter l'Ontario en électricité et soutenir la reprise de son économie après la pandémie grâce à une électricité à bas coût, aux emplois et à l'achat de biens et services.



La centrale nucléaire Darlington a reçu, pour une cinquième fois d'affilée, le prix d'excellence décerné par l'Institute of Nuclear Power Operations., et la centrale nucléaire Pickering, qui est en service depuis 50 ans, continue de fournir de l'électricité à faibles émissions de façon sécuritaire et fiable. Le projet de réfection de la centrale Darlington constitue également une première en termes de réalisation : l'enlèvement combiné des tubes de pression et des tubes de calandres d'un réacteur CANDU. Cette percée constitue une nouvelle norme de l'industrie qui améliorera la sécurité des travailleurs, tout en permettant de réduire le temps des travaux d'environ 30 jours dans les unités futures.

This same innovative spirit is also evident in our world-leading development of SMRs, our subsidiary Laurentis Energy Partners' production of important and life-saving medical and industrial isotopes from our nuclear operations, such as Cobalt-60, Helium-3 and soon Molybdenum-99, and in the research and development happening at our Centre for Canadian Nuclear Sustainability to support the entire lifecycle of nuclear power.

Ce même esprit d'innovation transparait également dans le développement de classe mondiale des PRM, dans la production par notre filiale Laurentis Energy Partners des isotopes industriels et médicaux d'importance vitale générés par nos activités nucléaires, comme le cobalt-60, l'hélium-3 et, bientôt,

le molybdène-99, et dans la recherche et le développement qui ont lieu à notre centre canadien pour une énergie nucléaire durable à l'appui du cycle de vie complet des centrales nucléaires.

Du côté des activités hydroélectriques, la réalisation de plusieurs de nos projets importants a considérablement progressé, notamment le réaménagement de la centrale Calabogie, les projets de sécurité des barrages aux centrales Little Long et Smoky Falls pour améliorer la sécurité des barrages et apporter d'autres améliorations à nos activités le long de la rivière Mattagami et le remplacement de deux unités de production à la centrale Sir Adam Beck I à Niagara Falls.

Entre-temps, en plein cœur d'une canicule, notre centrale Atikokan alimentée à la biomasse a contribué à rafraîchir les habitants de la province lorsque nous avons dû avoir recours à cette centrale à capacité de pointe dans le nord-ouest, de sorte qu'elle a enregistré ses revenus les plus élevés depuis sa conversion à la biomasse en 2014.

À l'installation de gestion des déchets Western d'OPG dans le sud-ouest de l'Ontario, notre travail consistant à protéger la biodiversité et à lutter contre les changements climatiques a été reconnu à titre de programme de l'année par le Wildlife Habitat Council, un groupe international qui fait la promotion et la certification de la conservation et de la gestion de l'habitat.

Également en 2021, la Commission de l'énergie de l'Ontario a rendu sa décision à l'égard de la demande tarifaire pour cinq ans, assurant la stabilité de la Société pour l'avenir et lui procurant les moyens d'investir dans ses activités et ses initiatives.

Enfin, nous sommes fiers de figurer, pour une neuvième année d'affilée, au classement des 50 meilleures entreprises citoyennes du Canada de Corporate Knights.

Au cours des années à venir, nous investirons dans nos actifs, en mettant l'accent sur l'excellence opérationnelle, les gains d'efficacité et l'innovation pour offrir de l'électricité propre à bas coût aux Ontariens, de manière sécuritaire, fiable et durable, conformément à notre engagement à l'égard des principes environnementaux, sociaux et de gouvernance. Dans le cadre de cette mission essentielle, et dans le cadre de toutes nos autres réalisations, nous continuerons d'ouvrir la voie pour contribuer à bâtir un lendemain meilleur.

RAPPORT ANNUEL 2021



Table des matières

Énoncés prospectifs	19
La Société.....	21
Mécanismes de revenus pour la production réglementée et la production non réglementée	25
Faits saillants	29
Faits nouveaux importants.....	33
Activités de base et perspectives	40
Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable	57
Secteurs d'activité	69
Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité.....	70
Production nucléaire réglementée	70
Secteur Services nucléaires durables réglementés	73
Production hydroélectrique réglementée	73
Production hydroélectrique visée par contrat et autre	74
Atura Power.....	75
Situation de trésorerie et sources de financement.....	76
Faits saillants du bilan.....	81
Méthodes et estimations comptables critiques	82
Gestion des risques	94
Opérations entre apparentés	110
Contrôle interne à l'égard de l'information financière et contrôles de communication de l'information	111
Quatrième trimestre	112
Faits saillants financiers trimestriels	114
Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR.....	116

États financiers consolidés

Déclaration concernant la responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière	120
Rapport de l'auditeur indépendant.....	121
Notes des états financiers consolidés.....	130

ONTARIO POWER GENERATION INC.

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés audités et les notes annexes d'Ontario Power Generation Inc. (OPG ou la Société) au 31 décembre 2021 et pour l'exercice clos à cette date. Les états financiers consolidés d'OPG sont préparés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les PCGR des États-Unis) et sont présentés en dollars canadiens.

Conformément au *Règlement de l'Ontario 395/11*, dans sa version modifiée, en vertu de la *Loi sur l'administration financière* (Ontario), OPG a adopté les PCGR des États-Unis pour la présentation de ses états financiers consolidés à compter du 1^{er} janvier 2012. De plus, depuis le 1^{er} janvier 2012, OPG a obtenu une dispense de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario lui permettant d'appliquer les PCGR des États-Unis plutôt que les Normes internationales d'information financière (IFRS). La dispense actuelle permet à la Société de continuer d'appliquer les PCGR des États-Unis jusqu'au 1^{er} janvier 2024. Les modalités de la dispense sont soumises à certaines conditions, de sorte que la dispense pourrait prendre fin avant le 1^{er} janvier 2024. Se reporter à la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques*. Le présent rapport de gestion est daté du 10 mars 2022.

D'autres renseignements sur OPG, y compris la notice annuelle de la Société, sont accessibles sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur le site Web de la Société à l'adresse www.opg.com.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le rapport de gestion comprend des énoncés prospectifs qui reflètent les points de vue actuels d'OPG à l'égard de certains événements et circonstances futurs. Tout énoncé contenu dans le présent document qui n'est pas actuel ou historique est un énoncé prospectif. Des mots tels que anticiper, croire, budgéter, envisager, prévoir, estimer, pouvoir, s'attendre à, projeter, avoir l'intention de, planifier, rechercher, viser, objectif et stratégie, et des verbes conjugués au futur et au conditionnel et des expressions similaires sont habituellement utilisés par OPG afin d'indiquer des énoncés prospectifs. L'absence de telles expressions ne signifie pas qu'un énoncé n'est pas prospectif.

Tous les énoncés prospectifs reposent sur des hypothèses et comportent des risques et des incertitudes, y compris ceux figurant à la rubrique *Gestion des risques*, et des prévisions décrites à la rubrique *Activités de base et perspectives*. Tous ces énoncés pourraient être inexacts de façon importante. Plus particulièrement, les énoncés prospectifs peuvent comprendre des hypothèses comme celles qui sont liées à la performance, à la disponibilité et à la durée de vie utile des centrales d'OPG, aux coûts du combustible, à la production de base excédentaire, à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires et aux besoins de financement connexes, au rendement des fonds de placement et aux revenus qui en découlent, à la réfection d'installations existantes, à l'aménagement et à la construction de nouvelles installations, aux acquisitions et à d'autres possibilités d'expansion, au rendement des entreprises acquises, aux obligations et aux fonds liés aux régimes de retraite à prestations déterminées et aux avantages complémentaires de retraite, aux impôts sur les bénéficiaires, à l'ébauche de nouvelle législation, à l'évolution continue de l'industrie et du marché de l'électricité en Ontario et aux États-Unis (É.-U.), à l'application continue et au renouvellement d'ententes d'achat d'électricité (EAE) et d'autres accords pour les centrales à tarifs non réglementés, aux taux de change, aux prix des marchandises, aux tarifs de l'électricité des marchés de gros, aux exigences environnementales et autres exigences réglementaires, aux demandes de permis d'exploitation déposées auprès de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) et de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), aux faits nouveaux en matière de santé, de sécurité et d'environnement, à la pandémie de COVID-19, aux changements à la main-d'œuvre de la Société, au renouvellement de conventions collectives, aux événements liés à la poursuite des activités, aux conditions météorologiques, aux changements climatiques, aux

changements technologiques, au financement et aux liquidités, aux sources de financement, aux demandes de tarifs réglementés déposées auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO), à l'incidence des décisions réglementaires prises par la CEO, aux prévisions de bénéfice, de flux de trésorerie, du bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement, de la marge brute, du rendement des capitaux propres excluant le cumul des autres éléments du résultat étendu, au coût total de la production par mégawattheure, aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, aux dépenses liées aux projets et autres dépenses, au maintien en poste du personnel clé, et au rendement des fournisseurs et des tiers. Par conséquent, il est conseillé de ne pas se fier indûment aux énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion ne sont valables qu'à la date du présent rapport de gestion. Sauf si les lois sur les valeurs mobilières l'exigent, OPG ne s'engage pas à publier une mise à jour des énoncés prospectifs pour refléter de nouvelles informations ou des événements futurs, ou autrement.

Utilisation de mesures financières non conformes aux PCGR

La Société utilise les mesures de la performance financière non conformes aux PCGR suivantes dans son rapport de gestion :

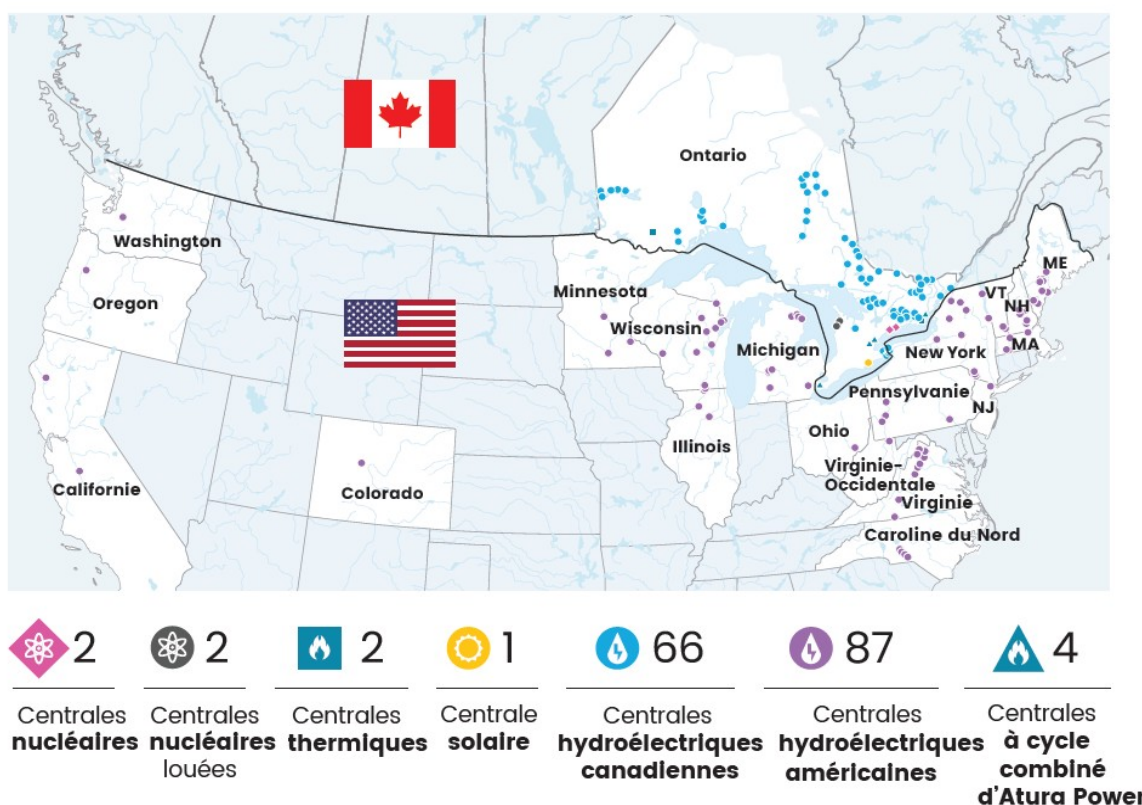
- Coût total de la production de l'entreprise par MWh
- Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement
- Marge brute

Pour une description de chaque mesure non conforme aux PCGR utilisée dans le présent rapport de gestion et un rapprochement détaillé de la mesure conforme aux PCGR des États-Unis la plus directement comparable, se reporter à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR*. Les mesures de performance financière non conformes aux PCGR dont il est question dans le présent rapport de gestion visent à fournir aux investisseurs des informations additionnelles et n'ont pas de définition normalisée selon les PCGR des États-Unis. Par conséquent, elles peuvent ne pas être comparables à celles d'autres émetteurs et ne doivent pas être utilisées isolément ou en remplacement de mesures établies selon les PCGR des États-Unis.

LA SOCIÉTÉ

OPG est une entreprise ontarienne dont la principale activité est la production et la vente d'électricité. Constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario (la Province ou l'actionnaire). Au 31 décembre 2021, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 18 958 mégawatts (MW).

Au 31 décembre 2021, OPG détenait et exploitait deux centrales nucléaires, 66 centrales hydroélectriques, deux centrales thermiques, une centrale solaire et quatre centrales alimentées au gaz à cycle combiné (cycle combiné) en Ontario, au Canada. Les centrales à cycle combiné sont des centrales alimentées au gaz naturel détenues et exploitées par l'intermédiaire d'Atura Power, filiale en propriété exclusive de la Société. Également, par l'intermédiaire de sa filiale en propriété exclusive établie aux États-Unis, à savoir OPG Eagle Creek Holdings LLC (Eagle Creek), OPG détenait et exploitait, en propriété exclusive ou en copropriété, 87 centrales hydroélectriques et détenait des participations minoritaires dans 14 centrales hydroélectriques et deux centrales solaires aux États-Unis au 31 décembre 2021. De plus, OPG possède deux centrales nucléaires en Ontario, la centrale Bruce A et la centrale Bruce B (les centrales nucléaires Bruce), qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. (Bruce Power) et exploitées par celle-ci.



Les revenus tirés des installations dans lesquelles OPG est copropriétaire ou détient une participation minoritaire sont comptabilisés à la valeur de consolidation. La quote-part revenant à OPG de la capacité en service et du volume de production d'électricité des installations détenues en copropriété ou dans lesquelles la Société détient une participation minoritaire est comprise dans les statistiques sur le portefeuille de production figurant dans le présent rapport de gestion.

Les revenus tirés des centrales louées à Bruce Power sont inclus dans les revenus du secteur Production nucléaire réglementée. Les installations louées ne sont pas comprises dans les statistiques sur le portefeuille de production d'électricité et les autres statistiques d'exploitation figurant dans le présent rapport.

Stratégie de l'entreprise

La mission d'OPG est de produire, de manière sécuritaire et fiable, de l'électricité propre et à faible coût qui profite à ses clients et à l'actionnaire. Les quatre objectifs d'entreprise de la Société, de même que les valeurs d'OPG, représentent les secteurs dans lesquels OPG doit continuer de faire preuve d'excellence pour être en mesure d'atteindre ses objectifs stratégiques. Les quatre objectifs stratégiques décrivent les objectifs à long terme de la Société et ils s'appuient sur l'engagement d'OPG d'être un chef de file de la lutte contre les changements climatiques et de promouvoir l'équité, la diversité et l'inclusion en milieu de travail. OPG intègre des principes environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG) à l'ensemble de sa stratégie d'entreprise et tient compte des facteurs ESG dans la conduite de ses affaires et la prise de décision. L'engagement de la Société à faire preuve de leadership en matière de lutte contre les changements climatiques et à promouvoir la diversité, l'équité et l'inclusion témoigne de cette considération constante.



Structure de présentation

Au 31 décembre 2021, OPG se composait des secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Services nucléaires durables réglementés
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique visée par contrat et autre
- Atura Power

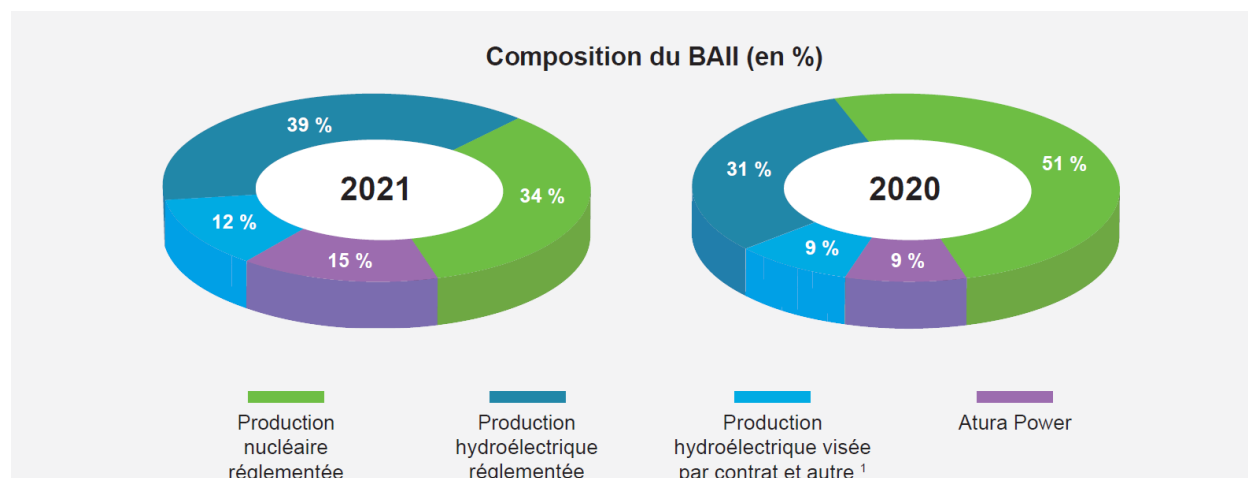
OPG obtient des tarifs réglementés pour l'électricité produite par la majorité de ses centrales hydroélectriques en Ontario et la totalité des installations nucléaires qu'elle exploite (collectivement, les installations visées par un règlement ou installations réglementées). Les installations réglementées situées en Ontario comprennent 54 centrales hydroélectriques installées sur de nombreux réseaux hydrographiques importants de la province, la centrale nucléaire Pickering (la centrale Pickering) et la centrale nucléaire Darlington (la centrale Darlington). Les résultats d'exploitation de ces installations réglementées sont présentés dans les secteurs d'activité Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée. En novembre 2021, la Province a modifié le *Règlement de l'Ontario 53/05* afin qu'un petit réacteur nucléaire modulaire (PRM) à l'emplacement du nouveau projet nucléaire de Darlington (NPND) soit considéré comme une installation réglementée par la CEO. Les dépenses liées au PRM à l'emplacement du NPND sont comprises dans le secteur Production nucléaire réglementée.

Au quatrième trimestre de 2021, le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée a été renommé Services nucléaires durables réglementés. Ce secteur présente les résultats des activités de la Société liés à la gestion du combustible nucléaire irradié et des matières irradiées de faible activité et de moyenne activité (appelées déchets de faible activité et de moyenne activité), au déclasserment des centrales nucléaires d'OPG, à la gestion de l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de fonds distincts de gestion des déchets nucléaires (Fonds distincts nucléaires), et aux activités connexes, y compris l'inspection et la maintenance des installations de stockage du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité.

Au quatrième trimestre de 2021, le secteur Production au gaz visée par contrat a été renommé Atura Power. Ce secteur présente les résultats des activités d'Atura Power, qui comprennent un portefeuille de centrales à cycle combiné situées en Ontario. Le portefeuille comprend les centrales Napanee, Halton Hills, Portlands Energy Centre et Brighton Beach. La centrale Napanee, la centrale Halton Hills et la participation restante de 50 % dans la centrale Portlands Energy Centre ont été acquises le 29 avril 2020. Les installations sont exploitées en vertu de conventions d'approvisionnement en énergie (CAE) avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) ou d'autres contrats à long terme.

Les centrales non réglementées d'OPG présentées dans le secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre comprennent 12 centrales hydroélectriques, deux centrales thermiques et une centrale solaire situées en Ontario, qui sont exploitées en vertu de CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme, et 87 centrales hydroélectriques, détenues et exploitées en propriété exclusive ou en copropriété, situées aux États-Unis.

La composition du bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices (BAII) d'OPG par secteur d'activité de production d'électricité se présentait comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :



¹ Comprend les revenus visés par contrat tirés des centrales hydroélectriques exploitées en vertu de CAE, lesquelles viennent à échéance de 2059 à 2067.

Une description plus détaillée de tous les secteurs d'OPG se trouve à la rubrique *Secteurs d'activité*.

Capacité de production en service

La capacité de production en service d'OPG par secteur d'activité aux 31 décembre se présentait comme suit :

(EN MW)	2021	2020
Production nucléaire réglementée ¹	5 728	5 728
Production hydroélectrique réglementée	6 420	6 420
Production hydroélectrique visée par contrat et autre ²	4 095	4 047
Atura Power	2 715	2 715
Total	18 958	18 910

¹ Aux 31 décembre 2021 et 2020, la capacité de production en service excluait l'unité 3 de la centrale Darlington. L'unité, qui dispose d'une capacité de production d'électricité de 878 MW, a été mise à l'arrêt en septembre 2020 et fait actuellement l'objet d'une réfection.

² Comprend la quote-part d'OPG de la capacité de production en service des centrales hydroélectriques détenues en copropriété et dans lesquelles la Société détient une participation minoritaire.

Au 31 décembre 2021, la capacité totale de production en service avait augmenté de 48 MW, par rapport à celle de 2020, en raison de l'acquisition de la centrale hydroélectrique Racine de 48 MW par Eagle Creek le 30 décembre 2021. Pour plus de renseignements sur cette acquisition, se reporter à la rubrique *Faits nouveaux importants – Vigueur financière* sous *Acquisition de la centrale hydroélectrique Racine*.

MÉCANISMES DE REVENUS POUR LA PRODUCTION RÉGLEMENTÉE ET LA PRODUCTION NON RÉGLEMENTÉE

Production réglementée

La plus grande partie de la production d'électricité d'OPG est assurée par les secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée. La CEO fixe les tarifs volumétriques de l'électricité produite par ces centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées en Ontario. Les tarifs réglementés visent généralement à permettre à la Société de recouvrer, en fonction des prévisions de volumes de production, des charges d'exploitation et les dépenses d'investissement autorisées et de dégager un taux de rendement de l'investissement basé sur une formule sur la partie des capitaux propres présumée du capital investi dans les actifs réglementés, ce qui est considéré comme la base tarifaire. Pour OPG, la base tarifaire représente le niveau net moyen des investissements dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels à tarifs réglementés en service et une provision pour le fonds de roulement. Aux termes du *Règlement de l'Ontario 53/05* en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la CEO doit respecter certaines exigences relatives à l'établissement de tarifs réglementés pour les installations visées d'OPG. Les résultats des demandes de tarifs réglementés déposées par OPG auprès de la CEO déterminent en grande partie les revenus de la Société et peuvent avoir une incidence importante sur sa situation financière.

Le tableau qui suit présente les tarifs réglementés approuvés par la CEO pour l'électricité produite par les centrales à tarifs réglementés en Ontario pour la période du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2026 en vigueur à la date du présent rapport de gestion.

(\$/MWh)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Production nucléaire réglementée							
Tarif de base réglementé ¹	85,00	89,70	104,06	107,79	103,48	102,85	111,33
Avenant visant le recouvrement du manque à gagner pour la période intermédiaire ²	5,64	-	-	-	-	-	-
Avenants tarifaires sur les comptes de report et d'écarts ³	4,32	6,13	1,16	1,25	1,15	5,34	7,58
Total du tarif réglementé	94,96	95,83	105,22	109,04	104,63	108,19	118,91
Production hydroélectrique réglementée							
Tarif de base réglementé	43,15	43,88	43,88	43,88	43,88	43,88	43,88
Avenant visant le recouvrement du manque à gagner pour la période intermédiaire ²	0,24	-	-	-	-	-	-
Avenants tarifaires sur les comptes de report et d'écarts ³	2,26	2,05	1,03	1,03	1,03	0,69	0,69
Total du tarif réglementé	45,65	45,93	44,91	44,91	44,91	44,57	44,57

¹ Les tarifs de base réglementés des centrales nucléaires ont été fixés selon une approche de nivellement des tarifs qui reporte une partie des besoins en revenus annuels tirés de la production nucléaire approuvés en vue d'un recouvrement futur dans le compte de report lié au nivellement des tarifs. Les tarifs de base réglementés des centrales nucléaires n'incluent aucun montant reporté dans le compte de report lié au nivellement des tarifs.

² Dans son ordonnance du montant des paiements publiée en mars 2018, la CEO a autorisé des avenants tarifaires distincts pour la production d'électricité réglementée d'OPG afin de permettre le recouvrement du manque à gagner entre les nouveaux tarifs de base réglementés approuvés et en vigueur le 1^{er} juin 2017 et les tarifs de base réglementés approuvés antérieurement qu'OPG a continué de recevoir pendant la période intermédiaire du 1^{er} juin 2017 au 28 février 2018. Le montant du manque à gagner pour la période intermédiaire dont le recouvrement est approuvé a été comptabilisé à titre d'augmentation des revenus et d'actif réglementaire et a été recouvré subséquemment entre le 1^{er} mars 2018 et le 31 décembre 2020 au moyen d'avenants tarifaires.

³ Les écarts liés au recouvrement des soldes approuvés de comptes de report et d'écarts réglementaires découlant d'écarts entre les prévisions de production d'électricité ayant servi à établir les avenants tarifaires et la production d'électricité réelle en fonction de laquelle les avenants tarifaires sont recouverts sont ajustés auprès des clients au moyen des comptes d'écarts réglementaires autorisés par la CEO.

Tarifs de base réglementés

Les tarifs de base réglementés en vigueur du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2021 ont été établis conformément à l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 de la CEO, tenant compte des observations contenues dans la décision de la CEO publiée en décembre 2017 concernant la demande de tarifs réglementés d'OPG pour la période de 2017 à 2021. Les tarifs de base réglementés en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2022 ont été établis conformément à l'ordonnance du montant des paiements de janvier 2022 de la CEO, tenant compte des décisions de la CEO publiées au second semestre de 2021 concernant la demande de tarifs réglementés d'OPG pour la période de 2022 à 2026. Les décisions de la CEO concernant la demande de tarifs réglementés d'OPG pour la période de 2022 à 2026 prennent en compte l'approbation d'une entente de règlement entre OPG et les intervenants à l'égard de la plupart des questions comprises dans la demande (l'entente de règlement).

Les tarifs réglementés établis pour la période de 2022 à 2026 soutiennent les activités résiduelles du projet de réfection de la centrale Darlington, les activités courantes de la centrale Pickering jusqu'aux dates de fermeture prévues et l'exploitation continue des centrales hydroélectriques réglementées. De plus, les décisions de la CEO concernant la demande appuient le projet d'un réacteur modulaire nucléaire à l'emplacement du NPND et complète l'examen du critère de prudence du projet d'installations de stockage d'eau lourde et de manutention des fûts. Pour plus de renseignements sur les résultats de la demande de tarifs réglementés d'OPG pour la période de 2022 à 2026, se reporter à la rubrique *Faits nouveaux importants – Vigueur financière* sous *Décision de la CEO concernant la demande de tarifs réglementés d'OPG*.

Tarifs de base réglementés de l'hydroélectricité

Les tarifs de base réglementés applicables aux centrales hydroélectriques réglementées en vigueur du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2021 ont été fixés selon une méthode de tarification incitative en augmentant chaque année les tarifs de base réglementés en vigueur avant le 1^{er} juin 2017, avec certains ajustements, selon une formule approuvée par la CEO qui prend en compte un facteur d'inflation fondé sur des indices publiés annuellement par la CEO, diminué d'un facteur de productivité supplémentaire. En vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, le tarif de base réglementé pour la production hydroélectrique d'OPG (tarif de base réglementé de l'hydroélectricité) pour la période du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2026 correspond au tarif de base réglementé de l'hydroélectricité de 2021, lequel a été approuvé par la CEO avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2021, en vertu d'un ajustement annuel de la formule.

Tarifs de base réglementés des centrales nucléaires

Les tarifs de base réglementés pour la production d'électricité nucléaire (tarifs de base réglementés des centrales nucléaires) d'OPG entrant en vigueur le 1^{er} juin 2017 ont été fixés selon une approche de nivellement des tarifs qui reporte une partie, s'il en est, des besoins en revenus annuels tirés de la production nucléaire approuvés en vue d'un recouvrement futur dans le compte de report lié au nivellement des tarifs, dans le but de stabiliser les variations de l'ensemble des tarifs réglementés pondérés par la production d'OPG sur 12 mois, conformément aux exigences du *Règlement de l'Ontario 53/05*. En ce qui concerne les centrales nucléaires, les besoins en revenus approuvés pour chacune des années sont fondés sur les charges d'exploitation d'OPG autorisées par la CEO et sur le rendement de la base tarifaire, diminués d'un facteur de productivité aux termes du cadre de réglementation incitative adapté. Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, les besoins en revenus de la production nucléaire sont ajustés du montant des revenus d'OPG, déduction faite des coûts, tirés de la location des centrales nucléaires Bruce à Bruce Power, de sorte que les revenus d'OPG font diminuer les besoins en revenus tirés de la production nucléaire et que les coûts d'OPG les font augmenter.

En vertu de l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 de la CEO, un montant de 391 millions de dollars lié aux besoins en revenus tirés de la production nucléaire approuvés a été reporté en 2020 dans le compte de report lié au nivellement des tarifs en vue d'un recouvrement futur, ce qui a permis de réduire les tarifs d'électricité facturés aux clients pour la période. Dans le cadre de l'ordonnance, la CEO a également déterminé qu'aucun montant lié aux besoins en revenus tirés de la production nucléaire ne serait reporté pour 2021. En vertu de l'ordonnance du montant

des paiements de janvier 2022 de la CEO, un montant total de 83 millions de dollars lié aux besoins en revenus tirés de la production nucléaire approuvés sera reporté sur la période de 2022 à 2023, et aucune tranche du montant lié aux besoins en revenus tirés de la production nucléaire ne sera reportée sur la période de 2024 à 2026.

Les montants reportés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs sont comptabilisés à titre de revenus du secteur Production nucléaire réglementée au cours de la période à laquelle les besoins en revenus approuvés sous-jacents se rapportent. En vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO doit autoriser le recouvrement des montants reportés et des intérêts à un taux sur la dette à long terme correspondant au coût des emprunts à long terme d'OPG approuvés par la CEO, sur une période ne pouvant excéder dix ans après la fin des travaux de réfection de la centrale Darlington.

Avenants tarifaires sur les comptes de report et d'écarts

Généralement, les comptes de report et d'écarts réglementaires (comptes réglementaires) sont établis par la CEO pour tenir compte, aux fins d'examen et d'approbation ultérieurs, des écarts entre les coûts et les revenus réels par rapport aux montants prévus correspondants qui avaient été approuvés par la CEO au moment de l'établissement des tarifs réglementés, ou tiennent compte de l'incidence d'éléments qui ne sont pas reflétés dans les tarifs réglementés qui ont été approuvés. Ces comptes aident habituellement à atténuer les risques et incertitudes auxquels sont exposés l'entité réglementée et ses clients. Certains des comptes réglementaires de la CEO sont établis conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*. Les revenus tirés, ou réduits, du recouvrement, ou du remboursement, des soldes des comptes réglementaires ont été en grande partie contrebalancés par l'amortissement des actifs réglementaires et des passifs réglementaires comptabilisés relativement à ces soldes aux bilans consolidés.

Les avenants tarifaires visant à recouvrer ou à rembourser les soldes approuvés dans les comptes réglementaires en vigueur pour la période du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2021 ont été établis conformément à l'ordonnance du montant des paiements de la CEO de mars 2018 et à l'ordonnance de la CEO publiée en février 2019 relatives à la demande de reprise du compte de report et d'écarts d'août 2018 d'OPG. L'ordonnance du montant des paiements de la CEO de janvier 2022 liée à la demande tarifaire 2022-2026 d'OPG a approuvé de nouveaux avenants tarifaires, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2022, visant à recouvrer ou à rembourser les soldes des comptes réglementaires, comme il est mentionné à la rubrique *Faits nouveaux importants – Vigueur financière* sous *Décision de la CEO concernant la demande relative aux nouveaux tarifs réglementés d'OPG*.

Production non réglementée

Tous les actifs de production non réglementée d'OPG situés en Ontario sont visés par des CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme. Au 31 décembre 2021, les contrats visant les actifs de production situés en Ontario avaient les dates d'échéance suivantes :

Centrale	Type de production	Durée	Date d'échéance contractuelle
Centrale Atikokan ¹	Biomasse	10 ans	Juillet 2024
Centrale Brighton Beach ¹	Gaz naturel	20 ans	Juillet 2024
Centrale Lennox ²	Pétrole ou gaz naturel	7 ans	Avril 2029
Portlands Energy Centre ³	Gaz naturel	20 ans	Avril 2029
Centrale Halton Hills	Gaz naturel	20 ans	Août 2030
Centrale solaire Nanticoke	Solaire	20 ans	Mars 2039
Centrale Napanee	Gaz naturel	20 ans	Mars 2040
Centrales Lac Seul et Ear Falls	Hydroélectrique	50 ans	Février 2059
Centrale Healey Falls	Hydroélectrique	50 ans	Avril 2060
Centrales Sandy Falls, Wawaitin, Lower Sturgeon et Hound Chute	Hydroélectrique	50 ans	Décembre 2060
Centrales Little Long, Harmon, Smoky Falls et Kipling ⁴	Hydroélectrique	50 ans	Janvier 2064
Centrale Peter Sutherland Sr.	Hydroélectrique	50 ans	Mars 2067

¹ Des négociations visant à prolonger le contrat d'approvisionnement en énergie avec la SIERE sont en cours conformément à la lettre du ministère de l'Énergie de l'Ontario envoyée à la SIERE datée du 10 novembre 2021.

² En décembre 2021, la CAE pour la centrale de Lennox a été renouvelée et prolongée jusqu'au 30 avril 2029.

³ La CAE comprend une option de prolongation qui peut être exercée par Atura Power ou la SIERE en 2028 pour prolonger l'échéance contractuelle de cinq ans, sous réserve de certaines conditions.

⁴ Ces centrales sont aussi connues sous le nom de centrales Lower Mattagami.

La majorité des actifs de production aux États-Unis dégagent des revenus d'une combinaison de contrats d'approvisionnement en énergie et en capacité sur les marchés de gros de l'électricité, dont un certain nombre de centrales dégagent des revenus dans le cadre de contrats d'approvisionnement en énergie et en capacité, dont les dates d'échéance vont de 2022 à 2041.

FAITS SAILLANTS

Aperçu des résultats d'exploitation

Cette section donne un aperçu des résultats d'exploitation d'OPG pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020. Une analyse du rendement d'OPG par secteur d'activité figure à la rubrique *Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité*.

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2021	2020
Produits	6 877	7 240
Charges liées au combustible	874	777
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 889	2 902
Dotations aux amortissements	1 132	1 322
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	1 089	1 054
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires	(967)	(928)
Autres charges, montant net	44	43
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	1 816	2 070
Intérêts débiteurs, montant net	233	307
Charge d'impôts	239	387
Bénéfice net	1 344	1 376
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 325	1 361
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle ¹	19	15
<i>Production d'électricité (TWh) ²</i>	77,6	82,1
<i>Flux de trésorerie</i>		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 440	2 824
<i>Dépenses d'investissement ³</i>	2 079	1 824
<i>Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices par secteur d'activité</i>		
Production nucléaire réglementée	599	1 094
Production hydroélectrique réglementée	698	660
Production hydroélectrique visée par contrat et autre	222	199
Atura Power	275	197
Total des secteurs d'activité de production d'électricité	1 794	2 150
Services nucléaires durables réglementés	(110)	(113)
Autres	132	33
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	1 816	2 070
<i>Total de la production de l'entreprise par MWh (\$/MWh) ⁴</i>	60,41	50,56

¹ Renvoie à la participation de 25 % de Amisk-oo-Skow Finance Corporation, propriété exclusive de la Première Nation Moose Cree, dans Lower Mattagami Limited Partnership, à la participation de 33 % de Coral Rapids Power Corporation, propriété exclusive de la Nation Taykwa Tagamou, dans PSS Generating Station Limited Partnership, aux participations respectivement de 15 % et de 5 % de sociétés en propriété exclusive de Six Nations of the Grand River Development Corporation et de la Première Nation Mississaugas of the Credit dans Nanticoke Solar LP, et aux participations sans contrôle dans certaines centrales de production d'électricité aux États-Unis.

² Comprend la quote-part d'OPG de la production d'électricité des centrales que la Société détient en copropriété ou dans lesquelles elle détient des participations sans contrôle.

³ Comprend les variations nettes des montants à payer, mais exclut l'acquisition de la centrale hydroélectrique Racine aux É.-U. le 30 décembre 2021 et l'acquisition d'un portefeuille de centrales à cycle combiné le 29 avril 2020.

⁴ Le coût total de la production de l'entreprise par MWh est une mesure financière non conforme aux PCGR qui n'est pas définie par les PCGR des États-Unis. Pour en savoir plus au sujet des mesures non conformes aux PCGR, se reporter à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR*.

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire s'est établi à 1 325 millions de dollars pour 2021, en baisse de 36 millions de dollars par rapport à celui de 2020. Le BAII a été de 1 816 millions de dollars pour 2021, soit une baisse de 254 millions de dollars par rapport à celui de 2020.

Principaux facteurs qui ont entraîné la diminution du BAII :

- Une diminution des revenus de 349 millions de dollars dans le secteur Production nucléaire réglementée attribuable à une baisse de la production d'électricité de 4,2 térawattheure (TWh) et une diminution des revenus de 391 millions de dollars reflétant une baisse des montants comptabilisés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs en vertu de l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 de la CEO. La baisse du BAII a été compensée en partie par une augmentation des revenus de 190 millions de dollars attribuable à la hausse du tarif de base réglementé pour la production nucléaire entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2021 et par une baisse des charges liées aux combustibles de 33 millions de dollars imputable à la réduction de la production d'électricité nucléaire.
- Une baisse du BAII de 111 millions de dollars comptabilisée au quatrième trimestre de 2021 pour tenir compte de la décision de la CEO, rendue le 15 novembre 2021, visant la demande de tarifs réglementés d'OPG pour la période de 2022 à 2026, dans le cadre de laquelle certains coûts liés aux installations de stockage d'eau lourde et de maintenance des fûts ont été rejetés et la date d'inclusion dans la base tarifaire des coûts approuvés liés aux installations en question a été ajustée. Pour plus de renseignements à ce sujet, se reporter à la rubrique *Faits nouveaux importants – Vigueur financière* sous *Décision de la CEO concernant la demande de tarifs réglementés d'OPG*.
- Un passif réglementaire net de 47 millions de dollars comptabilisé au troisième trimestre de 2021 pour tenir compte de la décision de la CEO approuvant l'entente de règlement publiée le 6 août 2021. Dans le cadre de l'entente de règlement, OPG accordera aux contribuables un crédit d'un montant de 47 millions de dollars, lequel est lié à l'écart entre l'incidence favorable des revenus nets tirés de la production d'électricité et les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration supplémentaires engagées par la Société en réponse à la pandémie de COVID-19 entre 2020 et 2021.

Principaux facteurs qui ont entraîné la hausse du BAII :

- Une baisse de 246 millions de dollars de la dotation aux amortissements dans le secteur Production nucléaire réglementée, à l'exclusion de la charge d'amortissement liée au recouvrement des soldes des comptes réglementaires, principalement attribuable à la charge d'amortissement comptabilisée comme étant recouvrable à partir des comptes réglementaires des clients liée aux écarts entre les hypothèses comptables actuelles sur les fins de vie de la centrale Pickering et celles reflétées dans les tarifs de base réglementés pour la production nucléaire entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2021. Cette baisse a été contrebalancée en partie par une hausse de la charge d'amortissement découlant de la mise en service d'actifs, y compris le retour en service de l'unité 2 de la centrale Darlington en juin 2020 après sa réfection.
- Une hausse du BAII de 78 millions de dollars dans le secteur Atura Power découlant surtout de l'acquisition d'un portefeuille de centrales à cycle combiné en Ontario le 29 avril 2020.
- Un gain avant impôts de 51 millions de dollars tiré de la vente d'une participation secondaire détenue dans une société ouverte de stockage d'énergie intelligente dont l'inscription en Bourse a eu lieu au deuxième trimestre de 2021.

Les intérêts débiteurs, montant net, ont diminué de 74 millions de dollars en 2021, par rapport à ceux de 2020, principalement en raison de la baisse des intérêts comptabilisés à titre de montant remboursable aux clients au moyen des comptes réglementaires et de la baisse des frais d'intérêt sur la dette à long terme, le tout en partie contrebalancé par une baisse des intérêts capitalisés sur les projets, y compris la remise en service de l'unité 2 de la centrale Darlington après sa réfection.

La charge d'impôts pour 2021 a diminué de 148 millions de dollars, par rapport à celle de 2020. La diminution s'explique principalement par une hausse de la charge d'impôts reportée dans les actifs réglementaires et l'incidence de la baisse du bénéfice avant impôts.

Production d'électricité

La production d'électricité pour les exercices clos les 31 décembre se présentait comme suit :

<i>(en TWh)</i>	2021	2020
Production nucléaire réglementée	39,6	43,8
Production hydroélectrique réglementée	29,0	30,3
Production hydroélectrique visée par contrat et autre ¹	4,5	5,4
Atura Power ¹	4,5	2,6
Total de la production d'électricité d'OPG	77,6	82,1

¹ Comprend la quote-part d'OPG de la production d'électricité des centrales hydroélectriques détenues en copropriété et dans lesquelles la Société détient une participation minoritaire.

La production d'électricité d'OPG a diminué dans son ensemble de 4,5 TWh en 2021, principalement en raison de la baisse de la production d'électricité des secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée, contrebalancée en partie par une hausse de la production d'électricité du secteur Atura Power.

En 2021, la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée a diminué de 4,2 TWh, par rapport à celle de 2020. La diminution s'explique essentiellement par un nombre plus élevé de jours d'interruption de maintenance cyclique à la centrale Darlington en 2021, y compris le report au mois de février 2021 d'une interruption de maintenance cyclique de l'unité 1 de la centrale Darlington qui était prévue à l'automne 2020, en raison de changements apportés au calendrier du projet de réfection de la centrale Darlington en réponse à la pandémie de COVID-19 en 2020. La diminution est également attribuable aux travaux de réfection de l'unité 3 de la centrale Darlington au cours de 2021, alors que toutes les unités de la centrale de Darlington alimentaient le réseau électrique après la remise en service de l'unité 2 le 4 juin 2020 à la suite de sa réfection, et avant la mise à l'arrêt de l'unité 3 le 30 juillet 2020 en raison d'une interruption planifiée immédiatement avant le début des activités de réfection.

La baisse de 1,3 TWh de la production d'électricité du secteur Production hydroélectrique réglementée en 2021, par rapport à celle de 2020, résulte essentiellement de la baisse des débits d'eau pratiquement partout en Ontario.

La baisse de 0,9 TWh de la production d'électricité du secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre en 2021, par rapport à celle de 2020, résulte principalement de la baisse des débits d'eau dans les centrales hydroélectriques visées pas des contrats en Ontario et dans les centrales hydroélectriques aux États-Unis.

La production d'électricité du secteur Atura Power a augmenté de 1,9 TWh en 2021, en raison surtout de la production d'électricité du portefeuille de centrales à cycle combiné acquis en avril 2020. L'augmentation s'explique également par la hausse de la production d'électricité au cours du second semestre de 2021, découlant d'une baisse de l'offre de base et d'une hausse de la demande d'électricité sur le marché ontarien.

En 2021, la demande d'électricité en Ontario, comme elle a été présentée par la SIERE, s'est établie à 133,8 TWh, comparativement à 132,2 TWh en 2020, à l'exclusion des exportations d'électricité à l'extérieur de la province. La SIERE a attribué la plus grande part de l'augmentation de la demande sur 12 mois à l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur la consommation d'électricité en 2020.

La suroffre sur le marché de l'Ontario est gérée par la SIERE, principalement au moyen de réductions de la production des centrales hydroélectriques et de certaines centrales nucléaires et d'autres ressources renouvelables connectées au réseau. La suroffre d'énergie de base en Ontario a été moins élevée en 2021 par rapport à celle de 2020. La production perdue aux centrales hydroélectriques à tarifs réglementés d'OPG en raison d'une production excédentaire a été de 1,9 TWh en 2021 et de 4,3 TWh en 2020. L'incidence sur la marge brute de la perte de production aux

centrales hydroélectriques à tarifs réglementés d'OPG en raison d'une production excédentaire a été contrebalancée par l'incidence d'un compte réglementaire autorisé par la CEO. OPG n'a pas renoncé à la production d'électricité de ses centrales nucléaires en raison de la production excédentaire.

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 2 440 millions de dollars en 2021, contre 2 824 millions de dollars en 2020. La diminution s'explique principalement par la baisse des revenus découlant de la baisse de la production d'électricité des secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée. La diminution a été contrebalancée en partie par des entrées nettes de trésorerie tirées des activités des centrales à cycle combiné acquises en avril 2020.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement pour les exercices clos les 31 décembre étaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Production nucléaire réglementée – projet de réfection de la centrale Darlington	813	782
Production nucléaire réglementée – compte non tenu du projet de réfection de la centrale Darlington	421	423
Production hydroélectrique réglementée	386	289
Production hydroélectrique visée par contrat et autre	293	179
Atura Power	60	9
Autres	106	142
Total des dépenses d'investissement ¹	2 079	1 824

¹ Comprend les variations nettes des montants à payer, mais exclut l'acquisition de la centrale hydroélectrique Racine aux É.-U. le 30 décembre 2021 et l'acquisition d'un portefeuille de centrales à cycle combiné le 29 avril 2020.

Le total des dépenses d'investissement a augmenté de 255 millions de dollars en 2021, par rapport à celui de 2020, principalement en raison de la hausse des dépenses des secteurs Production hydroélectrique réglementée et Production hydroélectrique visée par contrat et autre.

L'augmentation de 31 millions de dollars des dépenses d'investissement pour le projet de réfection de la centrale Darlington découle essentiellement des travaux de réfection de l'unité 3 de la centrale Darlington. Compte non tenu du projet de réfection de la centrale Darlington, les dépenses d'investissement du secteur Production nucléaire réglementée ont été comparables à celles de 2020.

L'augmentation de 97 millions de dollars des dépenses d'investissement du secteur Production hydroélectrique réglementée reflète principalement la hausse des dépenses relatives au réaménagement de la centrale Calabogie, aux programmes liés aux travaux d'entretien des actifs et aux dépenses d'investissement dans les centrales hydroélectriques de la région Est.

L'augmentation des dépenses d'investissement de 114 millions de dollars du secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre rend surtout compte de la hausse des dépenses engagées pour le projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long.

Les dépenses d'investissement du secteur Atura Power ont augmenté de 51 millions de dollars, surtout en raison de la hausse des dépenses à la centrale Napanee liées à la remise en état de certaines composantes de la centrale, lesquelles ont été relevées dans le cadre de la clôture de l'acquisition de la centrale de TC Energy Corporation (TC Energy) en avril 2020. Ces activités ont été relevées comme étant une obligation de TC Energy dans l'entente visant à modifier l'entente initiale de 2020 qui a été conclue ultérieurement en mars 2021.

Dans la catégorie Autres, les dépenses d'investissement ont diminué de 36 millions de dollars en 2021, par rapport à celles de 2020, du fait surtout de la hausse des investissements dans les systèmes informatiques dans le cadre de la stratégie numérique d'OPG en 2020.

Pour plus de renseignements sur les principaux projets de la Société, se reporter à la rubrique *Activités de base et perspectives*, sous *Excellence des projets*.

Coût total de la production de l'entreprise par MWh

Le coût total de la production de l'entreprise par MWh a augmenté pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, surtout en raison d'une baisse de la production d'électricité des secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée et d'une hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, à l'exclusion de l'incidence des comptes réglementaires, du secteur Production nucléaire réglementée. La baisse de la production d'électricité nucléaire et la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration s'expliquent essentiellement par un nombre plus élevé de jours d'interruption de maintenance cycliques à la centrale Darlington en 2021, y compris le report au mois de février 2021 d'une interruption de maintenance cyclique de l'unité 1 de la centrale Darlington, qui était prévue à l'automne 2020, en réponse à la pandémie de COVID-19. La baisse de la production hydroélectrique résulte en grande partie de la baisse des débits d'eau aux centrales réglementées en Ontario.

FAITS NOUVEAUX IMPORTANTS

Excellence des projets

Réfection de la centrale Darlington

Le 15 février 2022, OPG a amorcé la réfection de l'unité 1 de la centrale Darlington par le déchargement du combustible du réacteur, après avoir procédé à la mise à l'arrêt sécuritaire de l'unité. L'unité 1 est la troisième unité de la centrale Darlington à faire l'objet d'une réfection et devrait être remise en service au deuxième trimestre de 2025. Les travaux de réfection de l'unité 1 tiendront compte des avantages tirés de l'expérience des deux premières unités qui ont fait l'objet d'une réfection, soit l'unité 2 et l'unité 3, et d'autres améliorations stratégiques. L'unité 1 dispose d'une capacité de production d'électricité de base de 878 MW en Ontario.

Avec le début des travaux de réfection de l'unité 1, c'est la première fois que deux unités de la centrale Darlington font simultanément l'objet de travaux de réfection. En octobre 2021, les travaux de réfection du deuxième volet en importance de l'unité 3, le volet Démontage, ont pris fin, avec le retrait des canaux de combustible dans le cadre d'une série d'enlèvements combinés de tubes de calandre et de tubes de force, une première dans l'industrie. La réfection de l'unité 3 est passée au troisième volet important, le volet Réassemblage, qui comprend l'installation et le réassemblage des composantes du réacteur. Au cours du quatrième trimestre de 2021, les travaux d'installation du canal de combustible ont commencé avec l'installation de tubes de calandre et se poursuivent avec l'installation de tubes de liaison supérieurs et centraux de l'unité 3. Le projet de réfection de la centrale Darlington est analysé plus en détail à la rubrique *Activités de base et perspectives* sous *Excellence des projets*.

Nouveau projet nucléaire de Darlington

En décembre 2021, OPG a annoncé avoir sélectionné GE-Hitachi Nuclear et sa division canadienne GEH SMR Technologies Canada, Ltd. (GEH) pour le déploiement d'un petit réacteur nucléaire sur l'emplacement du NPND. OPG et GEH, ainsi que d'autres partenaires appropriés, collaboreront aux activités d'ingénierie, de conception, de planification, de préparation de permis et de documents d'autorisation ainsi que d'aménagement de l'emplacement afin de construire le premier petit réacteur nucléaire modulaire commercial à l'échelle du réseau au Canada, lequel devrait être terminé dès 2028. La conception du petit réacteur nucléaire modulaire sélectionnée, le BWRX-300

d'environ 300 MW, repose sur neuf générations précédentes de réacteurs qui ont fonctionné ou ont été certifiés. Le petit réacteur nucléaire modulaire de Darlington constituera une nouvelle source d'énergie nucléaire propre qui contribuera à répondre aux besoins futurs du réseau d'électricité de l'Ontario en plus d'appuyer les objectifs en matière de changements climatiques d'OPG en permettant d'éviter l'émission d'un million de tonnes de dioxyde de carbone (CO₂) par année. La Province a appuyé le projet et approuvé la décision de sélectionner la technologie GEH.

OPG conserve un permis de préparation d'emplacement d'une durée de dix ans accordé par la CCSN en 2012 lié à la construction proposée de réacteurs nucléaires sur l'emplacement du NPND d'une capacité de production allant jusqu'à 4 800 MW. En octobre 2021, la CCSN a approuvé la demande d'OPG portant sur le renouvellement du permis de préparation d'emplacement pour une durée de dix ans, échéant en octobre 2031. Le permis de préparation d'emplacement autorise OPG à préparer l'emplacement du NPND pour la construction et l'exploitation potentielles d'une nouvelle centrale nucléaire. La construction et l'exploitation de nouveaux réacteurs nucléaires à l'emplacement du NPND sont assujetties à l'obtention de l'approbation réglementaire de la CCSN, dans le cadre de processus distincts de demande et de traitement de permis comprenant une audience publique. OPG prévoit de commencer les activités de préparation de l'emplacement pour le petit réacteur nucléaire modulaire de Darlington en 2022 et de présenter une demande de permis de construction à la CCSN d'ici la fin de 2022.

En novembre 2021, la Province a modifié le *Règlement de l'Ontario 53/05* afin qu'un petit réacteur nucléaire modulaire à l'emplacement du NPND soit considéré comme une installation réglementée par la CEO et pour permettre le recouvrement des coûts en capital et les coûts autres qu'en capital engagés par OPG pour de telles centrales nucléaires, y compris les coûts de planification, de préparation et de construction, sous réserve d'un examen du critère de prudence. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2022, les écarts entre l'incidence sur les besoins en revenus de tels coûts et ceux reflétés dans les tarifs réglementés d'OPG seront comptabilisés dans les comptes réglementaires précédemment établis conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05* pour tenir compte des coûts autres qu'en capital engagés par OPG pour la planification et la préparation de l'aménagement des nouveaux projets de centrales nucléaires proposés.

Projet de sécurité du barrage de la centrale Smoky Falls

Au cours du troisième trimestre de 2021, OPG a amorcé la phase d'exécution du projet de sécurité du barrage de Smoky Falls afin d'améliorer la sécurité à la centrale hydroélectrique Smoky Falls, située le long de la rivière Mattagami, dans le nord-est de l'Ontario. Le projet permettra de remettre en état les structures de l'évacuateur et des purgeurs âgées de 100 ans pour les rendre conformes aux exigences mises à jour en matière de sécurité des barrages prescrites par la Province. Au cours du quatrième trimestre de 2021, OPG a mobilisé le site et commencé la construction de l'évacuateur situé à l'est. Le projet devrait être achevé en 2025, et le budget est de 390 millions de dollars. Les coûts du projet devraient être recouverts en vertu de la CAE pour les centrales Lower Mattagami. La centrale Smoky Falls est présentée dans le secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre.

Développement de l'hydrogène à faible teneur en carbone

Par l'intermédiaire d'Atura Power, OPG prépare le terrain pour des centres de production d'hydrogène à faible teneur en carbone en Ontario dans le cadre de nouvelles activités en lien avec l'hydrogène. L'hydrogène à faible teneur en carbone a le potentiel de réduire ou de compenser les émissions de carbone dans toute une série d'applications, notamment en alimentant les piles à combustible des véhicules utilisés dans le secteur du transport par camions lourds et par grands routiers, en tant que substitut énergétique pour les applications industrielles à fortes émissions et en mélangeant l'hydrogène au gaz naturel pour réduire l'intensité de carbone dans la production d'électricité au gaz naturel. Le développement d'une économie fondée sur l'hydrogène utilisant l'électricité propre de l'Ontario s'inscrit dans la stratégie d'OPG, qui consiste à proposer des solutions novatrices pour devenir une entreprise à zéro émission nette de carbone d'ici 2040 et un catalyseur de la décarbonisation de l'économie d'ici 2050.

Rapport sur les possibilités hydroélectriques dans le nord de l'Ontario

En janvier 2022, la Province a demandé à OPG d'examiner les possibilités de nouveaux aménagements hydroélectriques dans le nord de l'Ontario. Dans le cadre de cet examen préliminaire, la Province a demandé à OPG de travailler en collaboration avec l'Ontario Waterpower Association afin de mettre à jour les évaluations antérieures du potentiel hydroélectrique dans le nord de l'Ontario, tout en tissant des liens avec les communautés autochtones pour comprendre les avantages qu'elles pourraient tirer de projets de production hydroélectrique futurs. Tel que la Province l'a demandé, OPG remettra les résultats de ces travaux au ministère de l'Énergie de l'Ontario ainsi qu'à la SIERE afin qu'ils puissent être pris en compte dans le cadre des travaux de la SIERE visant à élaborer une voie réalisable vers la carboneutralité dans le secteur de l'électricité de l'Ontario.

Vigueur financière

Décision de la CEO concernant la demande de tarifs réglementés d'OPG

Le 15 novembre 2021, la CEO a publié sa décision et son ordonnance concernant la demande de tarifs réglementés d'OPG pour la période de 2022 à 2026, déposée auprès de la CEO en décembre 2020. En plus des tarifs de base réglementés des centrales nucléaires, la demande portait sur de nouveaux avenants tarifaires, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2022, pour recouvrer ou rembourser les soldes au 31 décembre 2019 de la majorité des comptes réglementaires de la Société et certaines incidences fiscales connexes, diminués des montants approuvés antérieurement aux fins de recouvrement ou de remboursement au moyen d'avenants tarifaires, en vigueur au 31 décembre 2021, ainsi que sur le maintien de tous les comptes de report et d'écarts applicables existants.

Les audiences publiques concernant la demande d'OPG ont commencé au premier trimestre de 2021. En juillet 2021, OPG et les intervenants, à la demande d'OPG, ont conclu une entente de règlement concernant la plupart des questions comprises dans la demande, à l'exception de ce qui suit : les ajouts d'immobilisations pour les installations de stockage d'eau lourde et de manutention des fûts et les soldes de comptes réglementaires connexes; le traitement des coûts autres qu'en capital engagés pour la planification et la préparation du développement d'un petit réacteur nucléaire modulaire à l'emplacement du NPND qui étaient comptabilisés dans un compte réglementaire précédemment établi en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05* et le nivellement des tarifs. L'entente de règlement stipule que la date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs réglementés est le 1^{er} janvier 2022. Le 6 août 2021, la CEO a rendu une décision de vive voix approuvant l'entente de règlement.

La décision de la CEO rendue le 15 novembre 2021 fait état des observations sur les questions liées aux installations de stockage d'eau lourde et de manutention des fûts et au petit réacteur nucléaire modulaire ainsi que des motifs écrits de l'approbation de l'entente de règlement. La CEO a ensuite évalué la proposition de nivellement des tarifs d'OPG et les solutions de rechange. Le 27 janvier 2022, la CEO a rendu une ordonnance définitive visant le montant de paiement établissant les tarifs réglementés avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2022, laquelle reflétait l'entente de règlement approuvée et les observations de la CEO sur les questions non réglées de la demande (collectivement la décision de la CEO).

Les principaux éléments de la décision sont présentés ci-après.

Tarifs de base réglementés pour la production nucléaire et projet de réfection de la centrale Darlington

La décision de la CEO prévoit l'inclusion dans la base tarifaire des ajouts d'immobilisations autres que ceux pour les installations de stockage d'eau lourde et de manutention des fûts liés au projet de réfection de la centrale Darlington d'environ 6,4 milliards de dollars de 2022 à 2026 comme stipulé dans la demande d'OPG, qui comprend la remise en service prévue des unités 3, 1 et 4 de la centrale de Darlington à l'issue de la réfection. Ce montant s'ajoute à celui des ajouts d'immobilisations autres que ceux pour les installations de stockage d'eau lourde et de manutention des fûts du projet de réfection de la centrale Darlington qui s'élevait à environ 5,5 milliards de dollars à la fin de 2021 et qui avait été approuvé précédemment par la CEO lors de l'établissement des tarifs réglementés pour la période de 2017 à 2021. La décision de la CEO prévoit également le recouvrement de coûts autres qu'en capital pour le projet de

réfection de la centrale de Darlington prévu au cours de la période de 2022 à 2026. L'incidence sur les besoins en revenus des écarts entre les ajouts d'immobilisations approuvés prévus et réels et les coûts autres qu'en capital liés au projet continuera d'être comptabilisée dans un compte réglementaire autorisé par la CEO en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Les montants qu'OPG cherche à recouvrer qui découlent du fait que le coût total du projet dépasse 12,8 milliards de dollars et de l'incidence de tout changement futur important à l'étendue du projet feront l'objet d'un examen du critère de prudence par la CEO dans une procédure ultérieure.

La demande d'OPG comprenait des ajouts d'immobilisations d'environ 510 millions de dollars pour les installations de stockage d'eau lourde et de manutention des fûts, un projet préalable faisant partie intégrante du projet de réfection de la centrale Darlington. La décision de la CEO a entraîné une réduction de 94 millions de dollars plus les intérêts capitalisés des coûts liés aux installations de stockage d'eau lourde et de manutention des fûts pouvant être inclus dans la base tarifaire pour le projet entre mai 2017 et mars 2020, sous réserve d'un examen du critère de prudence. La CEO a également estimé que la date d'inclusion dans la base tarifaire de tous les coûts autorisés liés aux installations de stockage d'eau lourde et de manutention des fûts serait mars 2020, ce qui est après les dates d'inclusion de 2016 et de 2019 proposées par OPG. Ces ajustements ont eu une incidence négative de 111 millions de dollars sur le BAII au cours du quatrième trimestre de 2021.

Compte tenu des ajouts d'immobilisations liés au projet de réfection de la centrale Darlington, la CEO a approuvé, dans le cadre de sa décision, des tarifs de base réglementés pour la production nucléaire de 13,0 milliards de dollars d'ici 2026. Cette décision reflète une réduction d'environ 60 millions de dollars par année par rapport aux ajouts d'immobilisations prévus non liés au projet de réfection de la centrale de Darlington demandés par OPG pour la période de 2022 à 2026.

La décision de la CEO tient compte du résultat du règlement selon lequel la tranche non amortie des tarifs de base de la production nucléaire liés aux mises en service d'immobilisations, récemment achevées, non liées au projet de réfection de la centrale Darlington, qui correspondait à environ 300 millions de dollars à la fin de 2021, obtiendra un rendement sur les capitaux propres (RCP) présumé au coût de la dette à long terme reflété dans les besoins en revenus au cours de la période de 2022 à 2026. Par la suite, le solde non amorti obtiendra un rendement sur les capitaux propres présumé au taux de RCP approuvé par la CEO en vigueur à ce moment. La décision de la CEO reflète un coût moyen de la dette de 3,6 % par année pour la période de 2022 à 2026, comme indiqué dans la demande d'OPG.

Besoins en revenus tirés de la production nucléaire et incidences de la COVID-19

La CEO a approuvé un montant de 16,0 milliards de dollars au titre des besoins en revenus tirés de la production nucléaire, compte non tenu du facteur de productivité supplémentaire, pour la période de 2022 à 2026, une baisse par rapport au montant de 16,7 milliards de dollars proposé par OPG dans sa demande. La réduction globale est attribuable à une diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration d'environ 55 millions de dollars par année, au rejet des coûts liés aux installations de stockage d'eau lourde et de manutention des fûts et à la diminution des ajouts d'immobilisations prévus non liés au projet de réfection de la centrale Darlington mentionnés plus haut, à l'élargissement de la portée du facteur de productivité supplémentaire, ainsi qu'au maintien de la structure du capital présumé existante, composée de 45 % de capitaux propres et de 55 % de dettes. La décision de la CEO repose sur un facteur de productivité supplémentaire annuel de la production nucléaire de 0,6 % pour la période de 2022 à 2025 et de 0,3 % pour 2026, lequel est appliqué à la plupart des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration d'OPG engagées directement pour les installations nucléaires, ou attribuées à celles-ci, ainsi qu'à la totalité des besoins en revenus non liés au projet de réfection de la centrale Darlington. Le facteur de productivité supplémentaire sera appliqué à compter de 2023 et s'additionnera chaque année jusqu'en 2026, certains ajustements devant être apportés pour la fin prévue des activités commerciales de la centrale Pickering en 2025. La décision de la CEO reflète également une augmentation de la production nucléaire totale prévue de 2,8 TWh pour la période de 2022 à 2026.

En outre, la décision de la CEO reflète le résultat du règlement selon lequel OPG accordera aux contribuables un crédit de 47 millions de dollars, lequel montant est lié à l'écart entre l'incidence favorable des revenus nets tirés de la production d'électricité et les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration supplémentaires engagées

par la Société en réponse à la pandémie de COVID-19 entre 2020 et 2021. Au cours du troisième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé une augmentation correspondante des passifs réglementaires et une réduction du bénéfice net en lien avec ces incidences. Dès l'approbation de l'entente de règlement par la CEO, OPG a cessé de devoir comptabiliser les pertes de revenus et les coûts différentiels liés à la pandémie de COVID-19 dans le compte de report, une mesure qui avait été établie par la CEO en mars 2020.

Passifs nucléaires et coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite

Les revenus et les coûts d'OPG liés aux centrales nucléaires Bruce continuent d'être calculés selon les PCGR des États-Unis aux fins de l'établissement des besoins en revenus tirés de la production nucléaire, comme prescrit précédemment par la CEO en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Cela comprend les coûts associés à la tranche des passifs d'OPG liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires (les passifs nucléaires) aux centrales nucléaires Bruce. La décision de la CEO maintient la méthode de recouvrement des coûts précédemment approuvée en ce qui a trait aux centrales nucléaires réglementées d'OPG et aux centrales Bruce et inclut de tels coûts dans les besoins en revenus pour la période de 2022 à 2026, tel qu'il est indiqué dans la demande d'OPG.

Tel qu'il a été proposé dans la demande d'OPG et approuvé dans la décision de la CEO, le recouvrement des coûts prévus des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dans les besoins en revenus tirés de la production nucléaire est effectué selon la méthode de la comptabilité d'engagement. Tel qu'il a également été proposé dans la demande, les écarts entre les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite prévus selon la méthode de la comptabilité d'engagement et les paiements au comptant versés par OPG à l'égard des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite ainsi que les montants recouverts du compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés seront assujettis à des charges financières asymétriques en faveur des consommateurs calculées à un taux d'intérêt prescrit fixé chaque trimestre par la CEO en fonction du rendement trimestriel d'un indice obligataire de sociétés à moyen terme. La décision de la CEO prévoit également que le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite comprenne, pour les centrales nucléaires, les écarts entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG établis selon la méthode de la comptabilité d'engagement et les incidences fiscales connexes, ainsi que les montants prévus correspondants inclus dans les tarifs réglementés.

Comptes d'écarts et de report et mécanisme de partage des bénéfices

Tenant compte des ajustements liés au projet des installations de stockage d'eau lourde et de manutention des fûts décrits plus haut, la CEO a approuvé, dans le cadre de sa décision, le recouvrement d'un montant net total de 644 millions de dollars qui comprenait des montants comptabilisés dans les comptes réglementaires au 31 décembre 2019 et les incidences fiscales connexes liées au compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés. Avec le montant de 47 millions de dollars accordé sous forme de crédit aux contribuables lié à l'incidence des mesures prises par la Société pour faire face à la pandémie, ces soldes seront recouverts ou remboursés, à compter du 1^{er} janvier 2022, sur des périodes allant de trois à cinq ans. De plus, la décision de la CEO a reporté le règlement de montants correspondant à 40 millions de dollars comptabilisés comme étant recouvrables auprès des clients dans le compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire au 31 décembre 2019 à une instance ultérieure traitant des incidences du programme de renouvellement du marché de la SIERE sur les mécanismes de tarifs réglementés d'OPG, une initiative qui devrait entraîner une refonte des marchés de l'électricité de l'Ontario. Le solde total net approuvé de 644 millions de dollars comprend des soldes recouvrables de 787 millions de dollars approuvés précédemment, mais non encore autorisés pour le recouvrement par la CEO, et des soldes remboursables nets nouvellement approuvés de 143 millions de dollars. Les incidences fiscales connexes incluses aux fins de recouvrement étaient auparavant comptabilisées dans les actifs réglementaires pour les impôts reportés.

Dans le cadre de sa décision, la CEO maintient tous les comptes réglementaires déjà applicables. L'entente de règlement approuvée reconnaît également qu'OPG peut déposer une demande distincte au cours de la période de 2022 à 2026 afin d'obtenir le règlement des soldes de comptes réglementaires accumulés depuis qu'ils ont été réglés lors de la dernière procédure. La décision de la CEO a également confirmé que les coûts autres qu'en capital engagés pour un petit réacteur nucléaire modulaire à l'emplacement du NPND, tels qu'ils sont présentés dans la demande d'OPG, sont conformes à l'objectif du compte réglementaire associé établi conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05* et que, par conséquent, ils peuvent être comptabilisés dans ce compte aux fins de recouvrement futur, sous réserve d'un examen du critère de prudence.

La décision de la CEO a établi un mécanisme permettant aux clients de partager, à parts égales, les bénéfices réglementaires dégagés par les activités à tarifs réglementés d'OPG qui sont supérieurs de plus de 100 points de base au niveau du RCP approuvé par la CEO pris en compte dans les tarifs de base réglementés et évalués sur une base cumulative de cinq ans pour la période de 2022 à 2026. Pour en savoir plus sur le mécanisme de partage des bénéfices et l'examen par la CEO du RCP réglementé, se reporter à la rubrique *Activités de base et perspectives* sous *Vigueur financière – Accroître les revenus, réduire les coûts et dégager un rendement approprié*.

De plus, la décision de la CEO a établi de nouveaux comptes réglementaires pour comptabiliser, à compter du 1^{er} janvier 2022, les incidences financières de la transition vers les IFRS et de leur mise en œuvre à partir des PCGR des États-Unis, dans l'éventualité où OPG adopterait les IFRS aux fins de présentation de l'information financière pour se conformer aux exigences de la *Loi sur les valeurs mobilières de l'Ontario* et l'incidence des dépenses d'investissement sur les besoins en revenus tirés de la production nucléaire et les coûts d'exploitation pour le nouveau complexe d'entreprise d'OPG prévu à Clarington, en Ontario. Dans le cadre de sa décision, la CEO a également approuvé, sur une base définitive avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2021, l'établissement d'un compte de report pour comptabiliser les incidences sur les besoins en revenus attribuables aux variations des passifs nucléaires et la dotation aux amortissements découlant des changements apportés aux hypothèses comptables sur les fins de vie de la centrale Pickering, y compris ceux entrés en vigueur le 31 décembre 2020.

Mise à jour du plan de référence en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement

En décembre 2021, OPG a procédé à une mise à jour complète de l'estimation de ses obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement des centrales nucléaires dans le cadre du processus obligatoire de mise à jour périodique du plan de référence en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (ONFA) conclue entre OPG et la Province. Au 31 décembre 2021, la mise à jour donnait lieu à une baisse d'environ 327 millions de dollars des passifs nucléaires d'OPG et à une baisse correspondante des coûts de déclassement d'immobilisations capitalisés dans la valeur comptable des centrales nucléaires auxquelles les obligations se rapportent. OPG s'engage à réaliser un examen complet des hypothèses sous-jacentes et des estimations des coûts de base pour la gestion des déchets nucléaires et le déclassement des centrales nucléaires au moins tous les cinq ans, en phase avec le processus obligatoire de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA.

La mise à jour de l'estimation des obligations a été reflétée dans un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA pour les exercices de 2022 à 2026, lequel a été approuvé par la Province en mars 2022, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2022 (le plan de référence de 2022 en vertu de l'ONFA). Sur la base du passif de capitalisation pour le cycle de vie selon le plan de référence de 2022 de l'ONFA, le Fonds distinct de déclassement et le Fonds distinct pour combustible irradié établis en vertu de l'ONFA pour financer ces obligations continueront d'être pleinement financés. Par conséquent, bien que le calendrier des cotisations mis à jour selon le plan de référence de 2022 en vertu de l'ONFA soit assujéti à l'approbation de la Province, aucune exigence globale en matière de cotisations au Fonds distinct pour combustible irradié ou au Fonds distinct de déclassement n'est prévue sur la base de cette mise à jour. Cette pratique est conforme au plan de référence de l'ONFA pour les exercices de 2017 à 2021 (le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA) qui n'a donné lieu à aucune exigence globale en matière de cotisations à l'un ou l'autre des fonds. Des cotisations à l'un des deux fonds, ou aux deux, pourraient être requises éventuellement si les fonds sont sous-capitalisés au moment de la préparation d'un nouveau plan de référence. Comme cela peut être le cas en raison

du caractère variable du rendement des actifs du fonds attribuable à la volatilité des marchés des capitaux et, pour la partie du Fonds distinct pour combustible irradié garantie par la Province, en raison des variations de l'indice des prix à la consommation (IPC) de l'Ontario ainsi que des modifications aux estimations de passif de capitalisation.

La baisse des passifs nucléaires et la baisse correspondante des coûts de mise hors service d'une immobilisation capitalisés qui sont comptabilisées au bilan consolidé au 31 décembre 2021 n'avaient eu aucune incidence sur le bénéfice d'OPG pour 2021. Selon la méthode de recouvrement des coûts approuvée par la CEO, ces modifications ne devraient pas avoir de répercussions importantes sur le bénéfice d'OPG en 2022, puisque l'incidence connexe sur les charges devrait être largement contrebalancée par les comptes réglementaires autorisés. Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO est tenue de s'assurer qu'OPG recouvre l'incidence sur les besoins en revenus de ses passifs liés à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement de centrales nucléaires découlant du plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA en vigueur.

Pour en savoir plus sur la comptabilité des passifs nucléaires, se reporter à la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques* sous *Obligations liées au déclassement d'immobilisations*. Pour en savoir plus sur la méthode comptable appliquée aux Fonds distincts nucléaires, se reporter la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques* sous *Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires*.

Acquisition de la centrale hydroélectrique Racine

Le 30 décembre 2021, OPG a fait l'acquisition, par l'intermédiaire d'Eagle Creek, d'une centrale hydroélectrique de 48 MW à Racine, en Ohio, appartenant à AEP Generation Resources Inc., pour un prix d'acquisition d'environ 88 millions de dollars américains (112 millions de dollars canadiens), sous réserve des ajustements d'usage au fonds de roulement et autres ajustements. La centrale hydroélectrique Racine est exploitée par Eagle Creek et est présentée dans le secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre.

Excellence opérationnelle

Conventions collectives

La convention collective des deux dernières années entre la Society of United Professionals (Society) et OPG a expiré le 31 décembre 2021. Le 6 décembre 2021, la Society et OPG ont obtenu la sentence arbitrale finale quant à une convention collective de deux ans, couvrant la période du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2023.

En prévision de l'expiration de la convention collective d'un an entre le Power Workers Union (PWU) et OPG le 31 mars 2022, des négociations pour le renouvellement de l'entente collective ont commencé en mars 2022.

Acceptation sociale

Stratégie d'OPG en matière d'équité, de diversité et d'inclusion

En mars 2022, OPG déploiera sa stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion sur 10 ans en externe. La stratégie s'appuie sur la promesse faite par OPG d'accélérer l'équité, de célébrer la diversité et de favoriser une culture d'inclusion et fournit une feuille de route pour guider la Société dans son processus visant à devenir le meilleur leader en matière d'équité, de diversité et d'inclusion d'ici 2030. Se reporter au site Web de la Société à l'adresse www.opg.com pour consulter la stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion d'OPG. Pour en apprendre davantage sur la stratégie en matière de stratégie, de diversité et d'inclusion d'OPG, se reporter à la rubrique *Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable* sous *Équité, diversité et inclusion*.

Lancement du premier plan d'action de réconciliation d'OPG

En octobre 2021, OPG a lancé son tout premier plan d'action de réconciliation. S'appuyant sur l'engagement de longue date de la Société à l'égard des communautés autochtones, le plan d'action souligne les objectifs globaux de la Société et les mesures de soutien qu'OPG mettra en œuvre pour promouvoir la réconciliation dans plusieurs domaines clés. OPG s'est donné comme objectif d'augmenter l'incidence économique actuelle de la Société sur les communautés et

les entreprises autochtones à 1 milliard de dollars au cours des dix prochaines années dans le cadre des activités, initiatives et projets en cours. De plus, la Société développera des approches stratégiques de recrutement dans le but d'accroître la représentation des employés autochtones à tous les échelons d'OPG. Le plan d'action sert de feuille de route pour déterminer la façon dont la Société travaillera avec les communautés, les entreprises et les organisations autochtones ainsi qu'avec d'autres partenaires clés pour promouvoir la réconciliation. Pour en apprendre davantage sur les relations d'OPG avec les groupes autochtones, se reporter à la rubrique *Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable* sous *Relations avec les Autochtones*.

Certification de niveau OR décernée par le Conseil canadien pour le commerce autochtone

En août 2021, OPG a reçu la certification de niveau OR pour sa participation au Programme des relations autochtones progressistes (PAR) du Conseil canadien pour le commerce autochtone. Les entreprises qui obtiennent la certification de niveau OR dans le cadre du PAR font preuve d'un leadership soutenu en matière de relation avec les Autochtones et d'un engagement à travailler avec des entreprises et des communautés autochtones dans le cadre de programmes et d'engagements novateurs. La certification de niveau OR confirme qu'OPG s'est dotée des meilleures pratiques nationales et a fait preuve de son engagement en matière de relations avec les Autochtones. La certification est déterminée par un jury composé de professionnels autochtones qui étudient les résultats et les initiatives mesurables dans quatre domaines clés : les actions de leadership, l'emploi, le développement des affaires et les relations avec la communauté.

ACTIVITÉS DE BASE ET PERSPECTIVES



Excellence opérationnelle

À OPG, l'excellence opérationnelle est obtenue par la production, de manière sécuritaire et soucieuse de l'environnement, d'électricité fiable et économique à partir des actifs de la Société et grâce à un personnel très compétent et engagé. La sécurité au travail et la sécurité publique sont de grandes priorités dans toutes les activités menées par OPG.

Production d'électricité et fiabilité

Les principales initiatives stratégiques propres à chacune des grandes activités de production d'OPG, axées sur l'atteinte de l'excellence opérationnelle, sont analysées ci-dessous. La performance en matière de production et de fiabilité pour 2021 est examinée par secteur d'activité à la rubrique *Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité*.

Activités nucléaires

OPG poursuit des initiatives visant à optimiser la durée de vie sécuritaire et fiable de la centrale Pickering et à atteindre une performance optimale durable à la centrale Darlington, y compris pour sa durée d'exploitation suivant les travaux de réfection. OPG met aussi l'accent sur l'accroissement de la production d'électricité des centrales, en poursuivant l'amélioration de la fiabilité des centrales et en optimisant la planification et la mise en œuvre des interruptions et des projets. OPG cherche à maximiser les activités liées à la maintenance et aux projets de l'ensemble de son portefeuille de centrales nucléaires, et à en faire une priorité, en tirant profit des avancées dans les outils de surveillance et de diagnostic en vue d'améliorer l'évaluation de la condition des actifs. L'établissement d'objectifs de rendement ambitieux d'après une analyse comparative exhaustive et la prise en compte de l'environnement d'exploitation des centrales nucléaires demeurent au centre de la stratégie d'OPG visant à soutenir ces objectifs et à assurer une performance financière solide du secteur Production nucléaire réglementée.

Le secteur canadien de l'énergie nucléaire fait l'objet d'une surveillance réglementaire rigoureuse de la part de la CCSN, qui exige qu'OPG mette en œuvre et maintienne un programme d'adaptation à l'usage des tubes de force, notamment les limites de concentration d'hydrogène équivalent. En juillet 2021, dans le cadre du programme d'inspection du canal de combustible de Bruce Power, une concentration d'hydrogène équivalent plus élevée que prévu a été mesurée dans deux unités nucléaires de la centrale Bruce. Les résultats ont montré une concentration plus élevée dans un volume limité et localisé dans la partie supérieure du tube de force. Bien qu'OPG n'exploite pas les centrales nucléaires Bruce, à la fin de juillet 2021, la CCSN a émis une ordonnance exigeant d'OPG et de Bruce Power d'obtenir l'autorisation de la CCSN avant de redémarrer les unités nucléaires après toute interruption entraînant le refroidissement du système caloporteur. En novembre 2021, après un examen de la preuve et le processus d'approbation, la CCSN a confirmé qu'OPG respectait les modalités de l'ordonnance. Par conséquent, les centrales nucléaires d'OPG n'ont plus été visées par l'ordonnance, et la Société a obtenu l'autorisation de la CCSN de redémarrer les unités nucléaires après toute interruption planifiée ou non.

La CCSN publie un rapport annuel sur la surveillance réglementaire et la performance en matière de sécurité des centrales nucléaires. Dans ce rapport, sont évalués le niveau de conformité aux exigences réglementaires des titulaires de permis et le respect des attentes dans les domaines comme l'efficacité humaine, la radioprotection et la protection de l'environnement, ainsi que la gestion des urgences et la protection contre les incendies aux centrales nucléaires et aux installations de gestion des déchets situées au Canada. Le dernier rapport annuel, pour l'année 2019, a été publié par la CCSN au quatrième trimestre de 2021. Dans ce rapport de la CCSN sur le rendement d'OPG en matière de sûreté nucléaire, le personnel de la CCSN a déterminé que, pour l'ensemble des 14 domaines de contrôle et de sûreté, la centrale Darlington, la centrale Pickering et les installations de gestion des déchets Darlington, Pickering et Western respectaient ses attentes.

En novembre 2020, la CCSN a approuvé un document d'application de la réglementation intitulé *REGDOC-2.2.4 : Aptitude au travail, tome 2 : Gérer la consommation d'alcool et de drogues, version 3* (REGDOC 2.2.4) à utiliser dans les sites nucléaires canadiens à sécurité élevée, avec prise d'effet le 22 janvier 2022. Le document d'application de la réglementation énonce les exigences pour gérer l'aptitude au travail des travailleurs en ce qui a trait à la consommation d'alcool et de drogues, y compris les tests de dépistage d'alcool et de drogues pour raison valable des travailleurs occupant des postes jugés essentiels et importants sur le plan de la sûreté et les tests de dépistage aléatoires d'alcool et de drogues des travailleurs occupant des postes importants sur le plan de la sûreté. En juillet 2021, OPG a mis en place une politique d'aptitude au travail relative à l'usage d'alcool et de drogues qui intègre les exigences du REGDOC 2.2.4., à l'exception des tests de dépistage aléatoire, qui devaient commencer le 22 janvier 2022. Le 21 janvier 2022, à la suite d'une demande d'injonction déposée par les syndicats représentant les travailleurs du secteur nucléaire, la Cour fédérale du Canada a ordonné la suspension des tests de dépistage aléatoires et des tests préalables à l'affectation en vertu du REGDOC 2.2.4, et l'interdiction, pour OPG, de continuer d'avoir recours à ce type de tests, en attendant la décision finale concernant la demande de contrôle judiciaire des syndicats.

Centrale Pickering

Le plan d'OPG visant à optimiser les dates de fermeture de la centrale Pickering tient compte de l'exploitation des unités 1 et 4 jusqu'à respectivement la fin de septembre 2024 et de décembre 2024, et de l'exploitation des unités 5 à 8, jusqu'à la fin de 2025. Conformément à cet objectif, OPG continue de réaliser les travaux planifiés requis pour garantir l'exploitation sécuritaire et fiable de la centrale jusqu'à ces dates de fin de vie prévue, y compris les engagements requis au titre du bilan périodique de la sûreté établi antérieurement et au plan de mise en œuvre intégré connexe. Le bilan périodique de la sûreté, qui se veut une évaluation exhaustive de la conception et de l'exploitation de la centrale, a confirmé le niveau de sécurité élevé tout au long de l'exploitation continue de la centrale jusqu'en 2024. En septembre 2021, le personnel de la CCSN a affirmé qu'OPG respectait toutes les exigences du bilan périodique de la sûreté et les mesures de résolution consignées dans le plan de mise en œuvre intégré connexe. Le personnel de la CCSN a attesté qu'OPG avait mis en œuvre les résultats du bilan périodique de la sûreté pour assurer une exploitation sécuritaire et fiable de la centrale Pickering jusqu'à la fin de 2024. Avec la mise en place de l'ensemble des mesures du plan de mise en œuvre intégré requises pour le permis d'exploitation de la centrale Pickering, le

personnel de la CCSN a confirmé que la présentation de rapports trimestriels et annuels n'était plus nécessaire. OPG continue de réaliser d'autres analyses et inspections techniques pour confirmer l'adaptation de l'usage des canaux de combustible et des autres composantes importantes de la centrale à l'appui de l'optimisation de la séquence de fermeture prévue de la centrale jusqu'en 2025, y compris la confirmation de la validité du bilan périodique de la sûreté et du plan de mise en œuvre intégré. OPG est tenue de tenir la CCSN informée des résultats de cette réévaluation du bilan périodique de la sûreté et du plan de mise en œuvre intégré d'ici la fin de 2022 à l'appui de l'approbation réglementaire de la CCSN requise pour un permis d'exploitation commerciale après 2024 au moyen d'un processus d'audience publique.

Au quatrième trimestre de 2021, OPG a participé à une évaluation par des pairs de la centrale Pickering qui a été menée par l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires (WANO), qui mettait l'accent sur l'exploitation sécuritaire et fiable de la centrale ainsi que sur l'évaluation de l'état du matériel et des zones fonctionnelles et interfonctionnelles de la centrale. L'évaluation a permis de conclure que la centrale continuait de fonctionner à un niveau de sécurité élevé.

OPG continue de réaliser des investissements stratégiques pour garantir la performance de la centrale Pickering, dans le but d'améliorer sans cesse la fiabilité de l'équipement et de maximiser la production d'électricité jusqu'à la fin de l'exploitation de la centrale, notamment par des modifications à l'équipement et des améliorations de la fiabilité des procédés de manipulation du combustible, la diminution des retards au chapitre de la maintenance de l'équipement et l'exécution d'autres travaux critiques et de priorité élevée.

Centrale Darlington

OPG continue de faire des investissements dans la centrale Darlington pour s'assurer que l'exploitation sécuritaire et fiable de la centrale se poursuit et pour la positionner de façon à ce qu'elle enregistre à plus long terme une des meilleures performances de l'industrie en matière d'exploitation et de coûts. Outre la réfection en cours des unités de la centrale, ceux-ci comprennent des investissements dans des initiatives de gestion du cycle de vie et du vieillissement, la mise à niveau des installations et des travaux à l'appui des engagements réglementaires. OPG a continué à faire progresser un certain nombre de ces projets en 2021, notamment :

- le remplacement réussi du principal transformateur de sortie à l'unité 3 dans le cadre des travaux de réfection au quatrième trimestre de 2021, comme prévu, afin d'assurer la continuité et la fiabilité de l'exploitation au cours de la durée de vie utile de la centrale;
- l'achèvement de la moitié des travaux d'installation du système d'alimentation électrique sans coupure de catégorie II à l'unité 3 afin d'assurer une fiabilité continue, la fin des activités d'installation restantes étant prévue au second semestre de 2022;
- le début des travaux de construction visant le remplacement prévu de la première génératrice d'urgence afin d'améliorer la fiabilité des systèmes d'alimentation électrique d'urgence pour la durée de vie de la centrale.

Pour en savoir plus sur le projet de réfection de la centrale Darlington, se reporter à la rubrique *Activités de base et perspectives* sous *Excellence des projets – réfection de la centrale Darlington*.

En novembre 2021, la centrale Darlington a reçu le prix d'excellence de l'Institute of Nuclear Power Operations, la plus haute distinction décernée à une centrale nucléaire en matière de sécurité et de fiabilité. La centrale Darlington recevait ce prix pour la cinquième fois de suite, sur la base des résultats de l'évaluation de la Société par des pairs menée par la WANO en 2020. Ce prix a pour but de souligner l'excellence des centrales nucléaires qui ont réalisé les meilleures performances du secteur nucléaire.

Examen par le gouvernement fédéral de la politique portant sur les déchets radioactifs au Canada

En novembre 2020, le gouvernement du Canada a lancé un processus en deux volets afin d'examiner et de moderniser la politique canadienne en matière de gestion sécuritaire des sous-produits nucléaires canadiens. Le premier volet consiste à examiner l'actuelle Politique-cadre en matière de déchets radioactifs du Canada, avec la participation du public et dans le but d'assurer que le cadre est conforme aux normes internationales et aux pratiques exemplaires. Le second volet porte sur l'élaboration d'une stratégie canadienne intégrée en matière de gestion sécuritaire des déchets irradiés qui, à la demande du gouvernement fédéral, est dirigée par la Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN). En février 2022, Ressources naturelles Canada a publié une ébauche de la Politique en matière de gestion des déchets radioactifs et de déclassement, aux fins de consultation publique. La SGDN a indiqué que ses recommandations pour la stratégie intégrée des déchets radioactifs devraient être présentées au gouvernement fédéral en 2022 et s'appuyer sur le processus d'engagement de la SGDN ainsi que sur les directives de modernisation de la Politique en matière de gestion des déchets radioactifs de Ressources naturelles Canada. OPG participe aux processus de mobilisation du gouvernement fédéral et de la SGDN et surveille l'évolution de la stratégie intégrée en matière de gestion des déchets radioactifs dans le cadre de son processus d'évaluation de solutions pour la gestion sécuritaire à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité de la Société. OPG poursuit également ses initiatives visant à réduire de manière sécuritaire et efficace l'empreinte environnementale des déchets de faible activité et de moyenne activité qui nécessitent un stockage à long terme en maximisant les occasions de traitement, de réduction de volume et de recyclage des matériaux propres.

Production d'électricité renouvelable

Au 31 décembre 2021, le portefeuille de centrales de production d'électricité renouvelable d'OPG comprenait 54 centrales hydroélectriques réglementées, 12 centrales hydroélectriques non réglementées et 1 centrale solaire, toutes situées en Ontario, et, compte tenu d'Eagle Creek, 87 centrales hydroélectriques, détenues et exploitées en propriété exclusive ou en copropriété, situées partout aux États-Unis.

Les objectifs des activités hydroélectriques d'OPG comprennent notamment l'exploitation et l'entretien des actifs de production de manière sécuritaire, fiable, efficace et rentable, ainsi que l'accroissement de la production du portefeuille des centrales et la réalisation du potentiel d'accroissement de leur capacité de production. OPG tente d'accroître la production des centrales hydroélectriques en améliorant la souplesse opérationnelle, en rehaussant la fiabilité, en optimisant, sous réserve des conditions hydrologiques, la planification des interruptions et en augmentant la disponibilité pour répondre à la demande du réseau d'électricité. OPG continue d'évaluer et de mettre en œuvre des plans pour accroître la capacité de production, améliorer le niveau de performance opérationnelle et prolonger la durée de vie de ses actifs de production hydroélectrique. La Société évalue également les possibilités de poursuivre l'élargissement de son portefeuille de centrales de production d'énergie renouvelable en concluant des acquisitions d'actifs sur les principaux marchés nord-américains.

Compte tenu de la nature à très long terme du portefeuille de centrales hydroélectriques de la Société, les plans d'OPG relatifs à l'optimisation de la valeur de son portefeuille de centrales sont souvent concrétisés au moyen de programmes d'investissement et d'autres programmes sur plusieurs années, y compris le remplacement et la mise à niveau des roues de turbine, et la réfection ou le remplacement périodique des générateurs, des transformateurs et des dispositifs de contrôle existants (appelés travaux d'entretien). OPG cherche également des possibilités d'agrandir ou de réaménager ses centrales hydroélectriques, dans la mesure où cela est faisable et économiquement réalisable. Pour soutenir des activités efficaces et assurer le maintien d'un niveau de sécurité élevé, OPG a élaboré des programmes exhaustifs pour déterminer, prioriser et réaliser les travaux de réparation, de réfection ou de remplacement requis des structures hydroélectriques civiles. OPG cherche à améliorer la surveillance et la gestion de la fiabilité de l'équipement ainsi que la présentation d'informations connexes afin de soutenir les programmes d'entretien des actifs axés sur l'état des centrales.

OPG continue d'appliquer le programme d'entretien des turbines et des générateurs de ses centrales hydroélectriques en Ontario. Au cours des 20 prochaines années, le programme estimé à 2,5 milliards de dollars fera en sorte que le portefeuille de centrales hydroélectriques de la Société puisse garantir des décennies de production d'énergie hydroélectrique propre qui aideront OPG à répondre aux besoins futurs en énergie propre de la province et à atteindre ses objectifs en matière de changements climatiques.

Outre les projets importants dont il est question à la rubrique *Activités de base et perspectives* sous *Excellence des projets*, OPG a continué à faire progresser un certain nombre de projets liés aux centrales hydroélectriques en 2021, notamment :

- l'achèvement des travaux d'entretien et de mise à niveau de l'unité 5 de la centrale Sir Adam Beck I afin d'assurer la fiabilité de ses activités pour les 30 prochaines années;
- l'achèvement du remplacement de quatre vannes de vidange aux centrales Whitedog et Caribou Falls afin de soutenir la performance opérationnelle et de gérer les débits d'eau le long des rivières Winnipeg et English;
- l'achèvement du remplacement du réservoir tampon à la centrale Aguasabon afin de soutenir le système actuel d'adduction qui sert de régulateur du débit et de la pression de l'eau;
- la poursuite des travaux de mise à niveau de l'unité 3 de la centrale Barrett Chute, de l'unité 2 de la centrale Abitibi Canyon, de l'unité 1 de la centrale Silver Falls et de l'unité 7 de la centrale Otto Holden;
- la poursuite de la réfection de l'infrastructure en béton des centrales Otto Holden et R.H Saunders afin d'en assurer leur exploitation sécuritaire et continue.

Au cours de l'exercice, la centrale Sir Adam Beck I, à Niagara Falls, a atteint 100 ans d'exploitation. La centrale était la plus grande centrale hydroélectrique du monde à l'époque de sa construction et fournit actuellement environ 40 % de la production hydroélectrique d'OPG, soit environ 9 % des besoins en matière d'énergie de l'Ontario.

OPG assure la coordination avec différents organismes gouvernementaux, municipalités, partenaires autochtones et parties prenantes de la collectivité et collabore avec ceux-ci pour s'assurer que les réseaux hydrographiques sur lesquels la Société exerce ses activités sont gérés de manière sécuritaire et efficace, tout en répondant aux besoins en matière de production d'électricité. Au cours du printemps de 2021, plusieurs réseaux hydrographiques ont été touchés par une baisse des niveaux d'eau en raison d'une crue printanière précoce et peu abondante et de l'absence de précipitations significatives au cours des mois d'hiver. En Ontario, ces conditions ont été partiellement atténuées au cours du second semestre par des précipitations qui se sont abattues sur la plupart des régions du milieu de l'été à l'automne. Tout au long de 2021, OPG a géré les conditions naturelles en équilibrant le débit des rivières et l'élévation de l'eau à ses centrales hydroélectriques conformément aux régimes réglementaires applicables, tout en continuant à assurer la souplesse du réseau d'électricité de la province.

Activités thermiques

Le portefeuille de centrales thermiques d'OPG comprend une centrale alimentée au diesel et au gaz naturel, une centrale alimentée à la biomasse et quatre centrales à cycle combiné. Les centrales à cycle combiné sont exploitées par l'entremise d'Atura Power.

Ces centrales, qui fonctionnent généralement en tant qu'installations à capacité de pointe, conformément à leur CAE ou à d'autres contrats à long terme, confèrent au réseau d'électricité de l'Ontario la souplesse voulue pour répondre aux variations quotidiennes de la demande et de la capacité sollicitée du réseau, et elles sont des composantes importantes aux fins du maintien de la fiabilité actuelle et future du réseau d'électricité. La production d'électricité de ces actifs est également requise pour permettre la production de sources renouvelables dans la province, comme l'énergie éolienne et l'énergie solaire. L'exploitation continue de ces centrales assure à l'Ontario une production de plus de 5 000 MW.

La stratégie d'exploitation des centrales thermiques d'OPG consiste à assurer leur disponibilité afin qu'elles puissent répondre aux besoins du réseau d'électricité et optimiser le rendement sur la durée d'utilité restante des actifs, en réinvestissant dans les centrales tout en respectant les contraintes techniques, réglementaires et contractuelles, dans l'attente de pouvoir réaliser un rendement financier approprié. Pour soutenir ces objectifs, la planification des interruptions des centrales thermiques tire profit de la souplesse de programmes de gestion des actifs en vue de donner la priorité aux risques liés à l'équipement et d'optimiser le calendrier du programme de travaux.

Accroître l'efficacité et réduire les coûts

Dans le cadre de son engagement à l'égard de l'excellence opérationnelle, OPG est centrée sur la mise en place de moyens pour améliorer la productivité et réduire les coûts d'exploitation à l'échelle de l'organisation, tout en s'assurant que les mesures qu'elle prend n'ont aucune incidence défavorable sur la sécurité et la fiabilité des activités de la Société et sur leur durabilité environnementale. La Société continue de s'appuyer sur les gains d'efficacité réalisés à ce jour en misant sur les investissements dans la technologie et l'innovation, les améliorations aux processus d'affaires et aux modèles de prestation de services internes, les initiatives de sourcing stratégiques, l'optimisation des espaces de travail et les stratégies de recrutement. Des stratégies d'amélioration de la performance en matière de coûts et de capacité organisationnelle sont mises en place à l'échelle de l'entreprise et des unités fonctionnelles.

La détermination et la recherche continue de gains d'efficacité opérationnelle découlent de cibles à l'échelle de l'entreprise, qui ont été définies en vue de mettre en œuvre le modèle des coûts d'exploitation prévus de la Société et de soutenir ses stratégies d'affaires. Les objectifs de ces initiatives consistent à s'assurer de la rentabilité des activités courantes menant à la fermeture de la centrale Pickering et après celle-ci, notamment la réduction, dans la mesure du possible, des effets prévus du rendement d'échelle décroissant lié aux coûts organisationnels partagés et d'autres incidences sur l'organisation suivant la fermeture, et à soutenir la croissance de la Société et les stratégies de transformation. La réalisation de ces objectifs repose sur une main-d'œuvre très performante, collaborative, diversifiée, inclusive et mobilisée.

OPG poursuit la mise en œuvre d'une stratégie à l'échelle de l'entreprise de manière à harmoniser l'infrastructure numérique de la Société avec ses objectifs stratégiques et à favoriser la croissance de la valeur découlant des investissements dans les technologies. La stratégie met l'accent sur la mise en œuvre d'une infrastructure de technologie de l'information évolutive, l'amélioration de la mobilité, de la connectivité et de la collaboration, la simplification du soutien aux services des technologies de l'information, l'intégration accrue de technologies d'intelligence artificielle et d'automatisation, la protection des actifs numériques et l'amélioration de la gestion des données et de la capacité analytique. Les objectifs de la stratégie sont d'augmenter la productivité sur le terrain et dans les bureaux, d'améliorer la fiabilité des équipements et la performance des centrales, d'accroître la souplesse organisationnelle, de renforcer la cybersécurité et de réduire les coûts d'exploitation.

Vente de biens immobiliers secondaires

OPG a conclu des ententes portant sur la vente des immeubles situés au 800, Kipling Avenue à Toronto, en Ontario, et au 2655 Lakeshore Road dans la ville de Port Hope, aussi en Ontario, dans le cadre d'une stratégie immobilière d'entreprise visant à réduire et à optimiser son empreinte immobilière existante. Le gain après impôts, qui devrait être comptabilisé à l'issue des transactions, y compris l'incidence des ajustements apportés aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles connexes, devrait dépasser 140 millions de dollars au total pour les deux emplacements, sous réserve du respect de certaines conditions de clôture. Les ventes devraient se conclure au cours du premier semestre de 2022.



Excellence des projets

OPG entreprend un certain nombre de projets de développement et autres projets pour maximiser la valeur et élargir son portefeuille de centrales afin d'appuyer le réseau d'électricité de l'Ontario, en visant l'excellence en matière de planification et de réalisation de tous les projets d'investissement et d'entretien à l'échelle de l'organisation.

L'objectif d'OPG en matière d'excellence des projets est d'être un chef de file du secteur pour ce qui est de la qualité de la réalisation de projets et des capacités en gestion de projets. Dans le cadre de son engagement à l'égard de l'excellence des projets, OPG continue d'améliorer et de rationaliser son approche en matière de planification et d'exécution de projets, en ayant comme objectif de livrer en tout temps des projets de haute qualité et de manière sécuritaire, dans le respect de l'échéancier et du budget prévus. Pour parvenir à l'excellence des projets, OPG doit, entre autres, tirer parti d'un modèle de réalisation des projets évolutif à l'échelle de toutes les unités fonctionnelles qui repose sur les pratiques exemplaires du secteur, mettre sur pied des équipes de gestion de projet solides en vue de la réalisation efficace des projets, surveiller et contrôler le rendement, optimiser les stratégies d'attribution de contrats et retenir les services d'ingénieurs et de fournisseurs liés à la construction et à l'approvisionnement compétents et expérimentés. L'atteinte de ces objectifs par OPG est favorisée par une structure de projets d'entreprise centralisée qui s'assure de la disponibilité des processus, des outils et de l'expertise requis en vue de l'excellence des projets.

L'état d'avancement des principaux projets d'OPG au 31 décembre 2021 est présenté ci-dessous.

Projet <i>(en millions de dollars)</i>	Dépenses d'investissement		Budget approuvé	Date de mise en service prévue	État actuel
	Depuis le début de l'exercice ¹	Cumulatives			
Réfection de la centrale Darlington	813	8 259	12 800 ²	Unité 3 – 2024 Unité 1 – 2025 Unité 4 – 2026	La réfection de la troisième unité, l'unité 1, de la centrale Darlington a commencé en février 2022. La réfection de l'unité 3 avance selon le calendrier et est à l'étape du réassemblage. Le projet respecte l'échéancier global qui est d'achever la réfection des quatre unités de la centrale d'ici la fin de 2026. Pour en savoir plus, voir ci-après.
Projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long	215	317	650	2023	En janvier 2022, OPG a entrepris les activités liées à la mise en service des vannes existantes à la centrale Adam Creek et la démolition du barrage en amont situé à l'est. Le projet devrait être achevé en 2023, et le budget du projet est respecté. Pour en savoir plus, voir ci-après.
Projet de sécurité du barrage de la centrale Smoky Falls	31	33	390	2025	Au quatrième trimestre de 2021, OPG a mobilisé le site et commencé la construction de l'évacuateur est. Le projet devrait être achevé en 2025, et le budget du projet est respecté. Pour en savoir plus, se reporter à la rubrique <i>Faits nouveaux importants – Excellence des projets</i> sous <i>Projet de sécurité du barrage de la centrale Smoky Falls</i> .
Réaménagement de la centrale hydroélectrique Calabogie	59	89	145	2022	En février 2022, OPG a terminé le retrait des ouvrages d'entrée. La construction de la nouvelle centrale se poursuit. La mise en service du projet est prévue en 2022, et le budget du projet dans sa version révisée est respecté. Pour en savoir plus, voir ci-après.
Remplacement des unités G1 et G2 de la centrale Sir Adam Beck I	39	93	128	2022	L'installation de la turbine et du générateur de l'unité G2 est terminée et celle de la turbine et du générateur de l'unité G1 continue de progresser. La mise en service du projet est prévue en 2022, et le budget du projet est respecté. Pour en savoir plus, voir ci-après.

¹ Les dépenses d'investissement depuis le début de l'exercice représentent les dépenses d'investissement au 31 décembre 2021.

² Le budget total du projet de 12,8 milliards de dollars sera consacré à la réfection des quatre unités de la centrale Darlington.

Projet	Dépenses d'investissement		Budget approuvé	Date de mise en service prévue	État actuel
	Depuis le début de l'exercice ¹	Cumulatives			
(en millions de dollars) Centrale hydroélectrique Ranney Falls	1	72	77	2022	Au moment de la mise en service définitive de la nouvelle centrale électrique d'une seule unité de 10 MW sur le site existant de la centrale Ranney en septembre 2020, le générateur a subi des dommages et les activités liées à la mise en service ont été interrompues. Le fournisseur travaille actuellement, à ses frais, afin de réparer et de réassembler l'unité, avant la reprise des activités de mise en service. Selon les évaluations techniques actuelles, la date révisée de mise en service est prévue en 2022. Le budget du projet continue d'être respecté.

¹ Les dépenses d'investissement depuis le début de l'exercice représentent les dépenses d'investissement au 31 décembre 2021.

Réfection de la centrale Darlington

Le projet de réfection de la centrale Darlington a débuté en 2016, alors que les quatre unités de la centrale approchaient leur fin de vie initialement prévue. La réfection des quatre unités de production devrait prolonger d'au moins 30 ans la durée de vie de la centrale. La réfection de la première unité, soit l'unité 2, a pris fin en juin 2020. La réfection de la deuxième unité, soit l'unité 3, a commencé en septembre 2020, et cette dernière devrait être remise en service au premier trimestre de 2024. La réfection de la troisième unité, soit l'unité 1, a commencé le 15 février 2022, et cette dernière devrait être remise en service au deuxième trimestre de 2025. Les activités de planification et les activités préalables aux travaux de réfection de la quatrième unité, soit l'unité 4, progressent comme prévu. La planification, les activités préalables aux travaux et les travaux de réfection des unités 1 et 4 tiennent et tiendront compte des avantages tirés de l'expérience avec les deux premières unités, soit l'unité 2 et l'unité 3, ainsi que d'autres améliorations stratégiques. L'achèvement de la réfection de l'unité 4 est prévu d'ici la fin de 2026.

Le projet de réfection de la centrale Darlington est un programme multiphase qui se compose des cinq grands sous-projets suivants :

- Déchargement et manipulation de combustible : travaux de déchargement des réacteurs et de réfection de l'équipement de manipulation de combustible
- Travaux de retubage et de remplacement des tubes de liaison : travaux d'enlèvement et de remplacement des tubes de liaison et des canaux de combustible dans chaque réacteur
- Turbines et générateurs : travaux d'inspection et de réparation des groupes électrogènes et remplacement des systèmes de contrôle analogiques par des systèmes de contrôle numériques
- Générateurs de vapeur : travaux de nettoyage mécanique, de décapage au jet d'eau, et d'inspection et d'entretien des générateurs
- Reste de la centrale : travaux comprenant un certain nombre de projets comme le remplacement ou la réparation de certaines autres composantes de la centrale

Les travaux de retubage et de remplacement des tubes de liaison constituent le principal sous-projet et correspondent à la majeure partie du calendrier de chemin critique.

Les sous-projets importants sont réalisés dans le cadre de quatre volets importants dans chaque unité :

- La fermeture, qui nécessite le retrait du combustible du réacteur et l'ilotage de l'unité
- Le démontage, qui nécessite le retrait des composantes du réacteur, comme les tubes de liaison, les canaux de combustible et les tubes de calandre

- Le réassemblage, soit l'approvisionnement en nouvelles composantes du réacteur, leur installation et leur inspection
- La mise sous tension, qui requiert le chargement du nouveau combustible dans le réacteur, la remise en état de la voûte du réacteur, la reconnexion de l'unité au reste de la centrale et la remise en service de l'unité

Le volet Fermeture de la réfection de l'unité 1 a commencé en février 2022, avec le retrait du combustible du réacteur et sera suivi de l'îlotage de l'unité, qui comprend la séparation physique de l'unité 1 des deux unités en exploitation.

Les activités de réfection de l'unité 3 progressent selon le calendrier, tout en tenant compte des mesures de protection mises en place contre la COVID-19. Les travaux du volet Démontage de la réfection de l'unité 3 ont pris fin en octobre 2021, et l'unité est actuellement à l'étape du réassemblage. Au cours du quatrième trimestre de 2021, les travaux d'installation du canal de combustible ont commencé avec l'installation des tubes de calandre. De plus, l'installation des nouveaux tubes de liaison supérieurs et centraux se poursuit, avec l'achèvement de l'installation de 960 nouveaux tubes de liaison dans deux segments, en commençant par les tubes de liaison supérieurs et centraux suivi des tubes de liaison inférieurs. De plus, dans le cadre des travaux de réfection, la mise en service statique du turbogénérateur de l'unité 3 progresse, suivant l'achèvement des travaux de maintenance du turbogénérateur et la mise à niveau des systèmes de contrôle des turbines en août 2021.

Au deuxième trimestre de 2021, l'équipe du projet de réfection de la centrale Darlington a reçu le prix Best Practice décerné par l'Electric Utility Cost Group (EUCG) pour la réfection de l'unité 2 de la centrale Darlington. Ce prix sectoriel a souligné l'excellence dont l'équipe a fait preuve en matière de gestion de projet en intégrant l'expérience opérationnelle et les leçons tirées de la réfection réussie de l'unité 2 dans la planification et l'exécution de la réfection de l'unité 3 et des deux unités suivantes. Ces améliorations se traduisent par des innovations, des gains d'efficacité et une amélioration de la sécurité et de la qualité des travaux de réfection de l'unité 3, et d'autres possibilités d'amélioration sont identifiées pour les unités suivantes.

OPG continue d'évaluer et de chercher des moyens de gérer l'incidence définitive de la pandémie de COVID-19 sur le coût total du projet, qui autrement continue de respecter le budget de 12,8 milliards de dollars.

Projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long

En 2019, la Société a mis en œuvre un projet d'amélioration de la sécurité des barrages le long de la rivière Mattagami, dans le nord-est de l'Ontario. Le projet permettra d'accroître le débit du barrage et d'apporter d'autres améliorations au barrage principal de la centrale Little Long, permettant ainsi à la Société de se conformer aux exigences mises à jour en matière de sécurité des barrages prescrites par la Province.

En 2021, OPG a terminé les travaux d'excavation du roc sous la structure de l'évacuateur d'Adam Creek du réservoir Little Long et les travaux de construction du compartiment protecteur isolant situé en amont des nouvelles baies à l'est. En janvier 2022, OPG a entrepris les activités liées à la mise en service des vannes existantes à la centrale Adam Creek et la démolition du barrage en amont situé à l'est. Les travaux liés à la structure en béton des nouvelles baies adjacentes aux vannes à glissière et le remplacement des vannes existantes se poursuivent comme prévu. Le projet devrait être achevé en 2023, et le budget du projet, soit 650 millions de dollars, est respecté. Le barrage de la centrale Little Long appuie les centrales hydroélectriques d'OPG situées sur la rivière Lower Mattagami, qui sont présentées dans le secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre. Les coûts du projet seront recouverts en vertu de la CAE pour les centrales Lower Mattagami.

Réaménagement de la centrale hydroélectrique Calabogie

OPG réaménage la centrale Calabogie de 5 MW située sur la rivière Madawaska dans l'est de l'Ontario. La centrale se rapprochait de la fin de sa durée de vie lorsqu'elle a été fortement endommagée par une tempête en 2018. Le projet remplacera la centrale d'origine et sera assorti d'une plus grande capacité de production qui utilisera de manière plus efficiente les débits de la rivière et doublera la capacité installée de la centrale, qui passera à environ 11 MW.

En 2021, OPG a terminé l'installation de l'acier de construction et amorcé l'installation du pont roulant et l'assemblage du pont de la nouvelle centrale. De plus, les compartiments protecteurs isolants situés en amont et en aval ont été mis en service au second semestre de 2021. En février 2022, OPG a terminé le retrait des ouvrages d'entrée. La mise en service du projet est prévue en 2022, et le budget du projet est respecté dans sa version révisée de 145 millions de dollars, une augmentation de 8 millions de dollars par rapport au budget initial en raison des changements apportés à la conception et des incidences de la COVID-19. La centrale Calabogie est incluse dans le secteur Production hydroélectrique réglementée.

Remplacement des unités G1 et G2 de la centrale hydroélectrique Sir Adam Beck I

OPG réalise un projet de remplacement des deux plus anciennes unités de la centrale Sir Adam Beck I de dix unités à Niagara Falls, en Ontario. Les deux unités utilisaient une technologie de fréquence d'alimentation de 25 hertz (Hz) désuète avant d'être déclassées en 2009. La conversion de ces unités à une technologie standard de 60 Hz devrait permettre d'ajouter environ 125 MW à la capacité de production de pointe, ce qui fera en sorte que ces pièces maîtresses du portefeuille de centrales hydroélectriques de la Société pourront continuer de produire, pour des décennies, de l'énergie renouvelable et de façon rentable.

En 2021, OPG a terminé l'installation d'une turbine et d'un générateur à l'unité G2, y compris l'assemblage de la tour, de la roue mobile et de l'arbre de la turbine. L'installation et l'usinage des nouvelles bâches à l'unité G1 ont également été terminés au cours du quatrième trimestre de 2021. Le projet d'installation de la turbine et du générateur de l'unité G1 continue de progresser. La mise en service du projet est prévue en 2022 et le budget du projet, soit 128 millions de dollars, est respecté. La centrale hydroélectrique Sir Adam Beck I est comprise dans le secteur Production hydroélectrique réglementée.

Déclassement des anciennes centrales thermiques

OPG a élaboré un programme exhaustif pour garantir le déclassement des anciennes centrales thermiques de façon sécuritaire et responsable sur le plan de l'environnement. Les coûts de déclassement sont imputés à une provision de déclassement préalablement établie.

En février 2022, la Société a terminé l'implosion prévue à l'ancien emplacement de la centrale alimentée au charbon Lambton qui a cessé ses activités en 2013, un important jalon de l'engagement d'OPG à l'égard de l'énergie propre. D'autres travaux de démolition auront lieu tout au long de 2022 sur des structures plus petites avant que l'emplacement ne fasse l'objet d'une décontamination supplémentaire et ne redevienne une zone de friche.

En avril 2021, OPG a procédé à la vente de l'emplacement de l'ancienne centrale Thunder Bay et a comptabilisé un gain avant impôts de 30 millions de dollars à l'issue de la transaction. L'ancienne centrale alimentée au charbon a été convertie en une centrale alimentée à la biomasse d'une seule unité, qui a ensuite cessé ses activités en 2018.



Vigueur financière

En tant qu'entreprise commerciale, OPG a comme priorité financière de maintenir un niveau constant de rendement financier élevé qui assure un niveau de rendement approprié sur l'investissement de l'actionnaire et soutient l'expansion future de la Société.

Cette priorité comporte quatre objectifs :

- Accroître les revenus, réduire les coûts et dégager un rendement approprié
- Assurer la disponibilité d'un financement abordable pour les besoins opérationnels, les projets de développement de la capacité de production et autres possibilités d'affaires, et les obligations à long terme
- Rechercher des possibilités d'expansion des activités de base existantes et tirer parti de nouvelles voies de croissance, y compris les nouvelles possibilités offertes par l'énergie propre
- Gérer les risques qui sont décrits à la rubrique Gestion des risques

Accroître les revenus, réduire les coûts et dégager un rendement approprié

Conformément à son mandat commercial, OPG s'applique à accroître les revenus et le bénéfice net et à dégager un rendement approprié de l'investissement de l'actionnaire, tout en cherchant à réduire l'incidence sur les consommateurs d'électricité au moyen de l'amélioration continue de la structure de coûts de la Société.

En ce qui concerne les activités réglementées, l'atteinte des objectifs susmentionnés dépend grandement des résultats des demandes de tarifs réglementés déposées par OPG auprès de la CEO et de l'accroissement prudent de la base tarifaire des actifs productifs de rendement. OPG s'applique à démontrer clairement dans ses demandes de tarifs réglementés que les coûts requis pour investir dans les actifs réglementés de la Société et les exploiter sont raisonnables et engagés de façon prudente, et qu'ils doivent être recouverts en entier, et que l'investissement de l'actionnaire dans ces actifs doit dégager un rendement approprié.

Pour ce qui est du secteur Production nucléaire réglementée, les niveaux de la base tarifaire, le pourcentage de capitaux propres présumés d'OPG et les taux de RCP fondés sur une formule, qui se trouvent ci-dessous et sont établis par la CEO sur la base de critères généraux, sont pris en compte dans les tarifs de base réglementés approuvés d'OPG.

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	RCP		Capitaux propres ¹	Base tarifaire						
	2017 - 2021	2022 - 2026		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
	Production nucléaire réglementée	8,78 %	8,66 %	45 %	7 347	7 711	8 600	8 615	11 033	12 189

¹ La tranche restante de 55 % de la base tarifaire devrait être financée par la dette, avec un coût moyen approuvé de 3,6 % par année pris en compte dans les tarifs de base réglementés des centrales nucléaires pour la période de 2022 à 2026 et de 4,6 % par année pour la période de 2017 à 2021.

² Ne comprend pas les écarts entre les ajouts prévus à la base tarifaire et les ajouts réels à la base tarifaire pour les investissements admissibles, lorsque les incidences sur les besoins en revenus sont rajustées au moyen de comptes réglementaires, sous réserve de l'examen et de l'approbation de la CEO. Ces écarts sont inclus dans les tarifs de base présentés dans le tableau une fois qu'ils ont été pris en compte dans les tarifs de base réglementés approuvés par la CEO.

La base tarifaire approuvée, le pourcentage de capitaux propres présumé et le taux de RCP pour les centrales hydroélectriques réglementées pour cette période sont approuvés séparément. La base tarifaire pour la production hydroélectrique la plus récente approuvée par la CEO était de 7 490 millions de dollars, le RCP, de 9,33 % et le pourcentage de capitaux propres présumé, de 45 %. Ces données ont toutes été prises en compte dans le calcul des tarifs de base réglementés en vigueur avant le 1^{er} juin 2017. Les tarifs de base réglementés applicables aux centrales hydroélectriques réglementées en vigueur pour la période allant du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2021 ont été établis en augmentant chaque année les tarifs de base réglementés en vigueur avant le 1^{er} juin 2017, avec certains ajustements, selon une formule approuvée. Aux termes du *Règlement de l'Ontario 53/05*, le tarif de base réglementé de l'hydroélectricité pour la période du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2026 correspond au tarif de base réglementé de l'hydroélectricité de 2021.

OPG continue d'investir pour accroître la base tarifaire des centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées, les dépenses en immobilisations les plus importantes ayant été engagées dans le projet de réfection de la centrale Darlington. En établissant les tarifs de base réglementés pour la production nucléaire pour la période de 2022 à 2026, la CEO a approuvé un montant supplémentaire de 6,8 milliards de dollars au titre de mises en service d'immobilisations du projet de réfection de la centrale Darlington dans la base tarifaire, y compris la remise en service prévue des unités 3, 1 et 4, une fois la réfection de la centrale Darlington terminée.

Comme il est mentionné à la rubrique *Activités de base et perspectives*, sous *Excellence opérationnelle – Production d'électricité et fiabilité*, OPG continue de mettre en œuvre un programme d'immobilisations exhaustif à l'échelle des activités de production hydroélectrique réglementées qui comprend des travaux de réparation et, lorsque cela est rentable, l'agrandissement, le réaménagement et la mise à niveau des centrales. La durée de vie de ces actifs d'énergie renouvelable est très longue et, grâce aux activités de maintenance ou de reconstruction, ces actifs continueront de fournir de l'électricité et d'être pris en compte dans la détermination de la base tarifaire dans un avenir prévisible.

L'incidence sur les besoins en revenus des écarts entre le montant et le calendrier des ajouts prévus à la base tarifaire et des ajouts réels à la base tarifaire liés aux investissements d'OPG afin d'accroître la production ou la capacité de production des centrales nucléaires ou hydroélectriques réglementées ou de procéder à leur réfection, y compris le projet de réfection de la centrale Darlington, est comptabilisée aux fins d'examen et d'utilisation dans un compte d'écarts approuvé par la CEO en vertu du Règlement de l'Ontario 53/05.

En novembre 2020, la CEO a rendu une ordonnance qui établit un compte d'écarts visant à comptabiliser les bénéfices réglementaires dégagés par les activités réglementées d'OPG pour l'exercice 2021 qui sont supérieurs de plus de 300 points de base au niveau du RCP approuvé par la CEO et pris en compte dans les tarifs de base réglementés de 2021. L'ordonnance a été rendue dans le contexte de l'examen annuel par la CEO du RCP réglementé des centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées d'OPG selon les cadres réglementaires utilisés pour établir les tarifs réglementés pour la période allant de 2017 à 2021. Le seuil de 300 points de base correspond au RCP attendu par la CEO quant aux niveaux approuvés en vertu des cadres. Le RCP réglementé est évalué globalement pour les centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées et calculé selon la structure du capital présumée prise en compte dans les tarifs réglementés approuvés. Le compte d'écarts a été établi avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2021 et ne s'applique que pour l'exercice 2021. L'ordonnance de la CEO indique que si le compte affiche un solde pour 2021, la CEO devrait tenir une audience afin de déterminer la partie du solde, le cas échéant, qui devra être remboursée aux clients. Les bénéfices réglementaires de 2021 seront finalisés et présentés à la CEO d'ici le 31 juillet 2022. OPG ne prévoit pas dépasser le seuil des 300 points de base pour 2021 et aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés en lien avec le compte d'écarts.

De plus, dans le cadre de la demande de tarifs réglementés d'OPG pour la période de 2022 à 2026, la CEO a approuvé un mécanisme permettant aux clients de partager, à parts égales, les bénéfices réglementaires dégagés par les activités réglementées d'OPG qui sont supérieurs de plus de 100 points de base au RCP approuvé et évalués sur une base cumulative de cinq ans sur la période de 2022 à 2026. Ces montants partagés avec les clients seront comptabilisés dans un compte de report distinct aux fins d'utilisation après la période de cinq ans. En outre, les cadres réglementaires en vigueur pour la période de 2022 à 2026 comprennent un seuil de déclenchement symétrique de 300 points de base au RCP approuvé à partir duquel la CEO peut entreprendre un examen réglementaire. Pour plus de renseignements sur les résultats de la demande de tarifs réglementés d'OPG pour la période de 2022 à 2026, se reporter à la rubrique *Faits nouveaux importants – Vigueur financière* sous *Décision de la CEO concernant la demande de tarifs réglementés d'OPG*.

Pour les actifs de production qui ne font pas partie des activités à tarifs réglementés, OPG a habituellement comme stratégie de conclure des ententes génératrices de revenus à long terme qui génèrent un rendement sur investissement approprié. Conformément à cette stratégie, la totalité des installations non réglementées en Ontario est visée par des CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme. Ces contrats sont généralement élaborés de façon à permettre le recouvrement des coûts d'exploitation et des dépenses d'investissement dans les installations sous-jacentes et un rendement du capital investi, sous réserve que les installations continuent de satisfaire à leurs obligations contractuelles. En phase avec cette stratégie, au quatrième trimestre de 2021, la CAE pour la Centrale Lennox a été renouvelée et sa date d'expiration a été reportée en avril 2029, ce qui permet à la centrale de continuer à fournir une capacité de production d'électricité de 2 100 MW à l'Ontario.

Même si un certain nombre de centrales de la Société situées aux États-Unis sont également assujetties à des ententes d'approvisionnement en énergie et en capacité et qu'OPG continue de conclure de nouvelles conventions, le cas échéant, la majorité des centrales d'OPG aux États-Unis tirent à l'heure actuelle des revenus des marchés de gros au comptant de l'électricité. Bien que les revenus des centrales qui fournissent de l'énergie et de la capacité sur les marchés de gros de l'électricité américains ne représentent qu'une petite partie de l'ensemble des revenus d'OPG, la Société peut conclure de temps à autre des ententes en matière de couverture pour atténuer les risques liés aux prix des marchandises.

Assurer la disponibilité d'un financement à coût avantageux

OPG surveille activement ses besoins de financement et ses fonds disponibles prévus afin de s'assurer qu'elle pourra répondre aux besoins d'exploitation, aux engagements contractuels et autres et aux obligations à long terme de la Société. Outre les flux de trésorerie provenant de l'exploitation, OPG a recours aux sources de financement principales suivantes : le papier commercial, les lettres de crédit, les facilités de crédit, les titres d'emprunt à long terme fournis par la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIEO), une agence provinciale, les titres émis dans le cadre d'appels publics à l'épargne et le financement de projets par des placements privés.

Dans le cadre de sa stratégie de financement, la Société mise sur la vigueur de son bilan pour pouvoir émettre de la dette à long terme à coût abordable. OPG a également accès aux marchés financiers pour le financement de projets par des placements privés, qui sont garantis par les actifs des projets quand, par leur nature, les projets sont réalisables par un tel financement.

Notes de crédit

Il est essentiel pour OPG de maintenir une note de crédit de première qualité pour avoir accès à du financement à coût abordable. Au 31 décembre 2021, les notes de crédit de la Société étaient comme suit :

Type de note	DBRS Limited (DBRS) ¹	S&P Global Ratings (S&P) ²	Moody's Investors Service (Moody's)
Note de crédit de l'émetteur	A (bas)	BBB+	A3
Dette de premier rang non garantie	A (bas)	BBB+	A3
Tendance/perspective	Stable	Stable	Stable
Programme de papier commercial – Canada	R-1 (bas)	A-1 (bas)	Non noté
Programme de papier commercial – États-Unis	Non noté	A-2	P-2

¹ En avril 2021, DBRS a confirmé à A (bas) la note de crédit de l'émetteur d'OPG, à A (bas) la note de crédit de la dette de premier rang non garantie et à R-1 (bas) la note de crédit du papier commercial – Canada, et que les tendances de ces notes de crédit sont stables.

² En août 2021, S&P a confirmé les notes de crédit d'OPG, y compris à BBB+ la note de crédit de l'émetteur avec perspective stable, à BBB+ la note de crédit de la dette de premier rang non garantie et à A-1 (bas) la note de crédit du papier commercial – Canada.

Pour plus de précisions sur les facilités de crédit et la situation de trésorerie de la Société, voir la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement*.

Croissance et transformation

En tirant parti des possibilités commerciales, OPG cherche à devenir un chef de file de la transition vers une économie sobre en carbone en Amérique du Nord, tout en maintenant et en accroissant la taille de la Société et en lui permettant de rester à la tête du secteur de l'énergie. Cette stratégie prend en compte la situation financière de la Société et les changements futurs dans les actifs de production, y compris la fin prévue des activités commerciales de la centrale Pickering. La stratégie tient compte également de facteurs sectoriels, technologiques, environnementaux, sociaux et économiques. Les possibilités sont évaluées au moyen d'analyses financières et d'analyses des risques ainsi que de considérations stratégiques, et OPG envisage de tirer parti de ces possibilités en partenariat avec d'autres entités commerciales, dans les cas où elles cadrent avec les objectifs d'affaires d'OPG.

La stratégie d'OPG comprend le renouvellement et l'expansion du portefeuille de centrales de la Société en Ontario, y compris le réaménagement et l'expansion de sites existants, les nouveaux projets potentiels et les acquisitions d'entreprises. La stratégie repose sur l'expertise en matière d'exploitation et de développement de projets d'OPG et sur ses actifs diversifiés à l'échelle de l'Ontario et aux États-Unis. Les possibilités d'acquisition tiennent compte des synergies opérationnelles potentielles, des avantages stratégiques, du rendement financier et du profil de risque.

OPG cherche aussi activement à étendre ses activités au-delà de ses activités de production de base en investissant dans des technologies novatrices et de nouvelles activités dans le secteur de l'électricité, notamment l'innovation nucléaire, y compris les petits réacteurs modulaires, l'électrification des transports, le stockage d'énergie, les ressources énergétiques distribuées et d'autres possibilités.

Petits réacteurs nucléaires modulaires

En avril 2021, les provinces d'Ontario, du Nouveau-Brunswick et de la Saskatchewan ont rendu public le rapport de faisabilité sur les petits réacteurs modulaires (PRM) qui a été préparé par OPG, la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick et Saskatchewan Power Corporation et constitue l'un des premiers livrables dans le cadre du protocole d'entente signé précédemment par ces provinces afin de soutenir le développement de cette technologie. Le rapport fournit une évaluation de la faisabilité du développement et du déploiement de PRM et contient l'analyse de rentabilisation pour la mise en œuvre de PRM dans chacune des trois provinces. Le rapport s'appuie et s'aligne sur la Feuille de route des petits réacteurs modulaires canadiens ainsi que sur le Plan d'action canadien pour les petits réacteurs modulaires du gouvernement fédéral, qui décrivent les possibilités et le plan du Canada pour le développement et le déploiement des PRM. Aussi en avril 2021, la province d'Alberta s'est jointe au protocole d'entente interprovincial avec les provinces d'Ontario, du Nouveau-Brunswick et de la Saskatchewan.

En décembre 2021, OPG a annoncé avoir sélectionné GE-Hitachi pour le déploiement d'un PRM à l'échelle du réseau à l'emplacement du NPND. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique *Faits nouveaux importants – Excellence des projets sous Nouveau projet nucléaire de Darlington*.

Par l'entremise de la Global First Power Limited Partnership (GFP), OPG continue d'évaluer les possibilités de déploiement de la technologie des PRM. La coentreprise GFP a été formée par Global First Power Limited, Ultra Safe Nuclear Corporation et OPG avec l'objectif de faire progresser le développement d'un prototype de réacteur micromodulaire (MMR^{MC}) proposé pour le site des Laboratoires Nucléaires Canadiens de Chalk River au nord-ouest d'Ottawa, en Ontario. En mai 2021, la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) a déterminé que les documents préliminaires soumis par la GFP portant sur sa demande de permis de préparation d'emplacement pour la proposition de MMR^{MC} étaient suffisants pour que la CCSN commence l'examen technique dans le cadre du processus de demande de permis. La GFP prévoit soumettre la demande de permis complète et tous les livrables requis à la CCSN d'ici la fin de 2022.

Électrification du transport collectif

En février 2022, le conseil d'administration de la Toronto Transit Commission (TTC) a voté en faveur de la signature d'une entente d'une durée de 20 ans avec PowerON Energy Solutions (PowerON), filiale en propriété exclusive d'OPG, pour aider à la décarbonation du parc d'autobus de Toronto, qui constituera le plus important projet d'électrification de transport collectif à ce jour en Amérique du Nord. PowerON appuie des projets d'électrification à grande échelle en fournissant des solutions clés en main englobant toute l'infrastructure électrique, de la connexion au réseau électrique aux bornes de recharge de véhicules. Aux termes de l'entente avec la TTC, PowerON concevra, construira et exploitera l'infrastructure de recharge ainsi que l'infrastructure électrique connexe, en plus d'investir conjointement dans celle-ci, afin de permettre l'électrification du parc de bus et des installations de la TTC.

Ivy Charging Network

En août 2021, le Ivy Charging Network (Ivy), une coentreprise constituée par OPG et une filiale d'Hydro One Limited (Hydro One) en vue de détenir et d'exploiter des bornes de recharge rapide de véhicules électriques en Ontario, a lancé Ivy Park & Charge, un nouveau réseau de bornes de recharge de niveau 2 basé en fonction de la destination pour conducteurs de véhicules électriques, grâce à des partenariats avec des municipalités et des gens d'affaires en Ontario. La mise en place initiale du réseau a progressé au cours de l'année, puisque celui-ci comptait un total de 59 bornes de recharge rapides de niveau 2 en service dans 25 emplacements la fin de 2021.

En décembre 2021, Ivy a conclu une entente définitive visant le déploiement en 2022 de 69 autres bornes de recharge rapide publiques dans 20 emplacements ONroute Plaza le long des autoroutes 400 et 401 en Ontario. Ivy a aussi changé le nom de son réseau de bornes de recharge rapide de niveau 3 pour Ivy Charge & Go. Au 31 décembre 2021, Ivy comptait 63 bornes de recharge rapide en service dans 29 emplacements en Ontario. En tout, 76 bornes de recharge de niveau 2 et de niveau 3 ont été installées au cours de 2021, portant le nombre total de bornes de recharge à 122 à la fin de 2021.

Isotopes médicaux

En novembre 2021, la CCSN a approuvé la modification du permis d'exploitation de la centrale Darlington afin d'y autoriser la production de molybdène 99 (Mo-99). Le Mo-99 est l'isotope parent du technétium-99 (Tc-99m), lequel est utilisé en imagerie (squelette, cerveau et organes) pour la détection et le diagnostic de maladies graves, comme la cardiopathie et le cancer. Aux termes de l'entente conclue entre OPG et Laurentis Energy Partners (LEP), filiale en propriété exclusive d'OPG, les parties produiront le Mo-99 en irradiant le molybdène 98 (Mo-98) fourni par BWX Technologies, Inc. (BWXT), lequel sera ensuite traité et inséré par BWXT dans les générateurs de Tc-99m à des fins médicales.

Au quatrième trimestre de 2021, LEP a commencé la production d'hélium 3 (He-3) de pureté supérieure, un isotope rare utilisé en informatique quantique, en recherche sur les neutrons, en sécurité frontalière et en imagerie médicale, à partir du tritium entreposé à la centrale de Darlington. En décembre 2021, LEP et Air Liquide S.A. (Air Liquide) ont conclu une entente commerciale à long terme portant sur la distribution de He-3 qu'Air Liquide purifiera davantage et conditionnera pour les applications en soins de santé, en sécurité et en recherche avancée. L'hélium 3 est un gaz stable et non radioactif qui est extrait du tritium, puis purifié au moyen d'un outil conçu sur mesure récemment installé à la centrale de Darlington.



Acceptation sociale

OPG est responsable envers le public et ses employés, et continue de mettre l'accent sur le maintien de la confiance du public. OPG est résolue à maintenir des normes élevées en matière de sécurité publique et d'engagement social, y compris la protection de l'environnement, la transparence, la participation des collectivités et les relations avec les Autochtones, et s'efforce d'être un chef de file de la lutte contre les changements climatiques et des pratiques d'équité, de diversité et d'inclusion.

Plus de renseignements sur les initiatives et les activités d'acceptation sociale se trouvent à la rubrique *Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable*.

Perspectives

Rendement d'exploitation

En 2022, OPG prévoit que le bénéfice net sera en grande partie comparable à celui de 2021, reflétant la hausse des tarifs de base réglementés des centrales nucléaires approuvée par la CEO à compter du 1^{er} janvier 2022, la baisse des bénéfices en 2021 en raison du rejet de coûts et de la modification de la date de mise en service afin de permettre l'inclusion à la base tarifaire des coûts approuvés pour les installations de stockage de l'eau lourde et de manutention

des fûts, et une réduction de la production d'électricité à la centrale Darlington en raison des interruptions pour la réfection en parallèle de l'unité 3 et de l'unité 1 en 2022. En 2022, le bénéfice net devrait également s'améliorer en raison de la vente prévue de biens immobiliers secondaires, décrite à la rubrique *Activités de base et perspectives – Excellence opérationnelle*, sous *Vente de biens immobiliers secondaires*, en partie contrebalancée par les ventes de biens secondaires réalisées en 2021.

Les nouveaux tarifs réglementés de cinq ans approuvés par la CEO devraient procurer une certitude réglementaire jusqu'en 2026. En outre, plusieurs comptes réglementaires devraient continuer de réduire la variabilité relative de la contribution des secteurs d'activités réglementées au bénéfice net de la Société, en particulier pour le secteur Production hydroélectrique réglementée. Ces comptes comprennent entre autres les comptes liés à l'incidence sur la marge brute de la variabilité des débits d'eau et de la production perdue en raison de la production excédentaire des centrales hydroélectriques réglementées. Il n'y a pas de comptes réglementaires liés à l'incidence de la variabilité de la performance des centrales nucléaires d'OPG sur les bénéfices tirés des tarifs de base réglementés.

Les CAE conclues pour les actifs non réglementés en Ontario présentés dans les secteurs Production hydroélectrique visée par contrat et autre et Acura Power devraient contribuer à la stabilité générale des bénéfices en 2022 par rapport à 2021. Les bénéfices des centrales hydroélectriques aux États-Unis présentés dans le secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre seront soumis aux fluctuations des débits d'eau et à l'incidence des tarifs d'électricité de gros sur les centrales non visées par des contrats.

Les résultats d'exploitation de la Société en 2022 pourraient être touchés si d'autres mesures sont prises en réponse à la pandémie de COVID-19.

Fonds distincts nucléaires

Les résultats d'exploitation d'OPG peuvent être touchés par le rendement des Fonds distincts nucléaires du secteur Services nucléaires durables réglementés. Bien que les Fonds distincts nucléaires soient gérés dans le but de dégager, à long terme, des taux de rendement cibles fondés sur le taux d'actualisation spécifié dans l'ONFA, les taux de rendement pour une période donnée sont volatils en raison des conditions du marché des capitaux et, pour la partie du Fonds distinct pour combustible irradié garantie par la Province, en raison des fluctuations de l'IPC de l'Ontario. Cette volatilité peut entraîner des fluctuations du bénéfice net de la Société à court terme si les fonds distincts sont entièrement capitalisés ou sont surcapitalisés. La volatilité est atténuée par l'incidence du compte réglementaire autorisé par la CEO.

Au 31 décembre 2021, le Fonds distinct de déclassement était surcapitalisé d'environ 44 %, et le Fonds distinct pour combustible irradié, d'environ 6 %, selon l'actuel plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA. Les deux fonds sont également surcapitalisés selon le plan de référence de 2022 en vertu de l'ONFA.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement prévues d'OPG pour l'exercice 2022 ont totalisé environ 3,0 milliards de dollars, compte non tenu des activités d'acquisition. Les prévisions de 2022 en matière de dépenses d'investissement sont plus élevées que celles de 2021, principalement en raison des travaux de réfection en parallèle de l'unité 3 et de l'unité 1 de la centrale Darlington, de la progression du projet de sécurité du barrage de la centrale Smoky Falls, et des activités de planification et de préparation pour le projet de PRM à la centrale Darlington.

Financement et liquidités

En 2022, la Société prévoit une baisse des flux de trésorerie générés par ses activités d'exploitation par rapport à ceux de 2021, principalement du fait d'une réduction de la production d'électricité à la centrale Darlington en raison des interruptions pour la réfection en parallèle de l'unité 3 et de l'unité 1, en partie contrebalancée par l'incidence de la hausse des tarifs de base réglementés approuvée par la CEO pour 2022. Les flux de trésorerie des activités d'exploitation en 2022 seront aussi touchés par le volume de production aux centrales hydroélectriques en fonction

des conditions hydrologiques. Compte tenu du programme de dépenses d'investissement prévu pour l'exercice 2022, OPG prévoit que les sources de financement existantes continueront à satisfaire ses besoins de financement et à fournir les liquidités nécessaires. Pour plus de précisions sur les facilités de crédit d'OPG, se reporter à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement* sous Activités de financement.

QUESTIONS ENVIRONNEMENTALES, SOCIALES, DE GOUVERNANCE ET DE DÉVELOPPEMENT DURABLE

OPG reconnaît que les clients, les parties prenantes et l'actionnaire de la Société s'attendent non seulement à ce qu'elle exerce ses activités de manière sécuritaire, durable et inclusive, mais également à ce qu'elle soit rentable. En tant que plus grand fournisseur d'énergie propre de l'Ontario, la Société s'efforce de devenir un chef de file du développement durable et de la lutte contre les changements climatiques. Pour ce faire, elle met en œuvre des stratégies d'exploitation et de croissance qui réduisent au minimum l'empreinte environnementale de la Société, favorisent la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) et augmentent la résilience aux incidences associées aux changements climatiques, tout en tenant compte des conséquences pour les clients. L'engagement d'OPG à devenir un chef de file au chapitre des meilleures pratiques en matière d'équité, de diversité et d'inclusion d'ici 2030 est un élément central de la stratégie environnementale, sociale et de gouvernance (ESG) et de développement durable.

Sécurité

La sécurité au travail et la sécurité publique sont des valeurs de base fondamentales à OPG. OPG est déterminée à exploiter toutes ses installations de façon sécuritaire et fiable afin de réduire les risques et les ramener à un niveau acceptable. La sécurité est une grande priorité dans toutes les activités menées dans les centrales et autres installations d'OPG, et OPG s'attend à ce que les employés et les entrepreneurs se comportent d'une manière qui rend compte du niveau de sécurité au travail et de sécurité publique reflété dans la culture de sécurité de la Société, dans la politique de santé et sécurité des employés et la politique sur la sécurité des activités.

En ce qui a trait à la sécurité au travail, OPG est résolue à atteindre une excellente performance, en misant sur l'amélioration continue et une solide culture de sécurité, dans le but ultime de réduire le nombre de blessures à zéro. OPG utilise des systèmes de gestion intégrés de la santé et de la sécurité et un éventail de procédures de contrôle du risque opérationnel pour assurer la surveillance continue de la performance en matière de santé et de sécurité et pour contribuer à la formation et à l'amélioration continues à ce chapitre. Au cours des dernières années, OPG s'est maintenue dans le premier quartile parmi les entreprises de services publics d'électricité canadiennes comparables pour diverses mesures de la performance en matière de sécurité. En novembre 2021, OPG a reçu le Prix d'excellence du président de l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ) pour la sécurité des employés, qui reconnaît qu'OPG se situe dans le premier quartile parmi les entreprises de services publics d'électricité comparables pour sa performance en matière de sécurité de l'exercice précédent.

OPG utilise la fréquence des blessures consignées comme principale mesure de performance pour suivre l'avancement vers l'objectif de la Société de réduire le nombre de blessures à zéro et analyser la performance d'OPG par rapport aux autres services publics de l'ACÉ. OPG utilise également le taux de fréquence des blessures graves comme principale mesure de sécurité de l'entreprise. Le taux de fréquence des blessures graves tient compte d'une sous-catégorie de blessures plus graves que la mesure de la fréquence des blessures consignées et permet à OPG de se polariser sur les dangers aux conséquences graves dans le cadre de sa culture en matière de sécurité.

La performance d'OPG en matière de sécurité des employés en milieu de travail, mesurée par les indicateurs de fréquence des blessures consignées et du taux de fréquence des blessures graves, se présente comme suit :

Données sur la sécurité	2021	2020
Fréquence des blessures consignées (<i>blessures par 200 000 heures</i>)	0,23	0,36
Taux de fréquence des blessures graves (<i>blessures graves par 200 000 heures</i>)	0,02	0,01

En 2021, la fréquence des blessures consignées d'OPG a diminué et le taux de fréquence des blessures graves a légèrement augmenté par rapport à celui de 2020. La Société continue de mettre en œuvre des initiatives pour cibler les tendances en matière de blessures et d'incident de haute énergie en fonction de l'analyse des événements compromettant la sécurité, l'accent étant mis sur les glissades et les trébuchements, la chute d'objets, le risque de chutes dans le vide et l'utilisation d'outils de performance humaine, y compris la surveillance accrue sur le terrain et le contrôle de l'existence de défenses de sécurité.

En vue d'améliorer sa performance en matière de sécurité, OPG a mis en œuvre une stratégie de renforcement des défenses de sécurité et poursuit la promotion de sa campagne intitulée *iCare Enough to Act* visant à renouveler l'engagement des employés à l'égard du programme de santé et de sécurité d'OPG. Les approches quant à la planification d'un environnement de travail sécuritaire, aux leçons tirées des événements, à l'engagement des employés, et à la formation et la communication sont continuellement renforcées en vue d'améliorer la sécurité comme élément fondamental de la culture fondée sur des valeurs de la Société. En outre, la sécurité des employés fait partie des principaux éléments des facilités de crédit assorties de cibles en matière de développement durables d'OPG, ce qui démontre son engagement à l'égard de la sécurité des employés.

OPG s'attend à ce que ses entrepreneurs effectuent leurs travaux de manière sécuritaire dans ses sites. En appui à cette exigence, OPG a recours à un processus de présélection des entrepreneurs indépendants, fournit un appui à la sécurité sur place pour bon nombre de ses grands projets et collabore avec des partenaires contractuels à l'amélioration des programmes de santé et de sécurité dans le but de satisfaire à ses exigences.

OPG continue de faire la promotion d'un programme de santé et de bien-être visant à mettre en place une culture axée sur la santé qui soutient les efforts des employés et de leur famille cherchant un niveau optimal de santé et de fonctionnement, au moyen de formation sur la santé, de la promotion de la santé, de la prévention des maladies et des blessures et des interventions en cas de crise. Cela consiste notamment à fournir en priorité des ressources pour soutenir la santé mentale et un accès à une plateforme virtuelle sur la santé pour les employés et les membres de leur famille.

OPG continue de se concentrer sur le programme de sûreté nucléaire et d'investir dans les systèmes de sûreté nucléaire. Afin d'assurer en permanence la sécurité publique, l'exposition des citoyens aux rayonnements associés à l'exploitation des centrales nucléaires d'OPG est estimée annuellement pour les personnes qui vivent ou travaillent près des centrales nucléaires. Pour le public, la dose annuelle émanant des activités de chaque centrale nucléaire est exprimée en microsievert (μSv), qui est l'unité de mesure internationale de la dose de rayonnement.

Les doses reçues par le public découlant des activités des centrales nucléaires d'OPG se présentent comme suit :

Dose annuelle	2020		2019	
	μSv	% de la limite légale annuelle ¹	μSv	% de la limite légale annuelle ¹
Centrale Darlington	0,4	<0,1 %	0,4	<0,1 %
Centrale Pickering	1,2	0,1 %	1,7	0,2 %

¹ La limite légale annuelle correspond à 1 000 μSv pour chaque centrale nucléaire.

Même si les doses découlant des activités des centrales nucléaires d'OPG pour l'année d'exploitation 2021 ne seront pas disponibles avant le deuxième trimestre de 2022, elles ne devraient pas différer considérablement des niveaux observés pour 2020.

OPG continue d'appliquer des normes élevées en matière de sécurité publique en ce qui a trait aux voies navigables près des centrales hydroélectriques et des barrages. Les programmes de sécurité des barrages d'OPG couvrent la sécurité des barrages, la gestion des situations d'urgence et la sécurité du public autour des barrages, conformément à la politique sur la sécurité des activités. Les pratiques de la Société dans ces domaines pour les activités exercées en Ontario sont régulièrement examinées par un groupe de travail indépendant composé d'experts reconnus internationalement, qui sont parvenus à la conclusion que le programme de sécurité des barrages est le meilleur du secteur, tant au Canada qu'à l'échelle internationale. À ses centrales établies aux États-Unis, OPG continue d'investir dans la mise à niveau et la sécurité des voies navigables et des barrages afin d'assurer la conformité aux règlements de la FERC et l'amélioration continue des actifs de la Société en Ontario.

Facteurs environnementaux

OPG s'engage à respecter et, le cas échéant, à dépasser les obligations et les engagements environnementaux de la Société. Notamment, en vertu de sa politique environnementale, OPG s'engage à :

- maintenir un système de gestion environnementale et la certification de ce système à la norme ISO 14001, la norme relative aux systèmes de gestion environnementale;
- travailler pour prévenir ou atténuer les répercussions néfastes sur l'environnement dans un but à long terme d'amélioration continue;
- mettre en œuvre son plan en matière de changements climatiques et à s'efforcer d'atteindre les jalons et les objectifs qui y sont définis;
- gérer ses sites de manière à maintenir ou, s'il convient de le faire sur le plan des affaires, à régénérer les milieux naturels d'importance et les espèces menacées connexes.

Dans le cadre de ce système, OPG établit des objectifs environnementaux et a des programmes de planification, de contrôle opérationnel et de surveillance pour gérer les incidences positives et négatives de la Société sur l'environnement. Les principaux aspects environnementaux des activités d'OPG comprennent les déversements, les émissions de produits chimiques et thermiques dans l'eau, les variations des débits et des niveaux de l'eau, les émissions radiologiques, la production de déchets radioactifs de faible et de moyenne activité, le remplacement de combustibles fossiles, l'amélioration et la perturbation de l'habitat faunique, et l'impaction et l'entraînement des poissons.

Le système de gestion environnementale est passé en revue chaque année pour s'assurer qu'il demeure approprié selon les besoins et le contexte des activités de la Société. Les objectifs en matière de performance environnementale font partie du processus de planification commerciale annuelle. Ces objectifs reposent sur la performance passée et sur des analyses comparatives externes visant à promouvoir l'amélioration continue. OPG a atteint ou dépassé les objectifs qu'elle s'était fixés pour 2021 en ce qui a trait aux déversements, aux infractions environnementales, aux émissions de carbone 14 dans l'air, au volume de déchets de faible activité et de moyenne activité générés et aux émissions de tritium dans l'eau. Même si la cible interne en matière d'émissions de tritium dans l'air n'a pas été atteinte, les émissions sont demeurées très faibles, soit inférieures à 1 % de la limite réglementaire. Aucun événement environnemental important n'est survenu en 2021.

En mars 2021, la Cour suprême du Canada a statué que le gouvernement fédéral avait la compétence pour réglementer les émissions de GES en établissant un montant à payer à l'égard du carbone. Cette décision signifie que la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* (LTPGES) fédérale reste en vigueur en Ontario. La LTPGES comprend le Système de tarification fondé sur le rendement (STFR) pour les installations industrielles et une redevance sur les achats de combustibles fossiles non exemptés. En août 2021, le gouvernement fédéral a confirmé le prix national minimal de la pollution par le carbone qui s'appliquera pour la période allant de 2023

à 2030. Le prix est de 65 \$ par tonne d'équivalent dioxyde de carbone (éq. CO₂) d'émissions de GES en 2023, et il augmentera de 15 \$ par année jusqu'à 170 \$ par tonne d'éq. CO₂ en 2030. Le 1^{er} janvier 2022, lorsque le gouvernement fédéral a suspendu l'application du STFR en Ontario, la province a adopté le Programme des normes de rendement à l'égard des émissions (Programme NRE) comme solution de rechange. Le Programme NRE de l'Ontario devra être harmonisé avec la tarification du carbone du gouvernement fédéral en 2023. Pour OPG, les obligations de conformité à la tarification du carbone s'appliquent à la centrale Lennox et aux centrales à cycle combiné d'Atura Power. OPG a mis en œuvre des processus pour recouvrer les coûts du carbone, dans la mesure du possible. La tarification du carbone industriel et la redevance sur les combustibles fossiles n'ont pas eu d'incidence financière importante sur la Société.

OPG a élaboré des plans de gestion de la conservation de la biodiversité qui répertorient les zones naturelles importantes, les objectifs de conservation, les menaces et les mesures proposées pour soutenir la biodiversité dans les sites d'exploitation de la Société et dans l'ensemble de l'Ontario. Pour maximiser les avantages et gérer les incidences, la surveillance de la biodiversité, la naturalisation du site, la création d'habitats et le contrôle des espèces envahissantes sont quelques-unes des initiatives de conservation mises de l'avant. En 2021, OPG a continué de travailler avec des partenaires communautaires et autochtones afin de soutenir la biodiversité et les écosystèmes régionaux, notamment des solutions naturelles visant à protéger et à restaurer l'habitat et à promouvoir l'éducation et la sensibilisation à la biodiversité afin d'aider au rétablissement des paysages naturels de l'Ontario. En 2021, OPG et ses partenaires des activités de conservation ont planté environ 325 000 arbres et arbustes indigènes.

Pour des détails sur la performance environnementale d'OPG et ses activités pour mettre en œuvre sa politique environnementale, consulter le site Web de la Société à www.opg.com.

Changements climatiques

OPG appuie les propositions du Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques (TCFD) du Conseil de stabilité financière qui encouragent la divulgation des risques financiers liés au climat qui sont mesurables par les investisseurs et les autres parties prenantes et pertinents pour eux. L'approche en matière de stratégies, de gouvernance et de gestion des risques et les mesures de performance initiales liées au climat d'OPG sont présentées ci-dessous.

Stratégie sur les changements climatiques

OPG reconnaît l'importance de l'élaboration et de la mise en œuvre de mesures d'adaptation aux changements climatiques efficaces, afin d'assurer l'exploitation continue de son portefeuille de centrales de manière sécuritaire, fiable et rentable à moyen et à long terme. Par l'entremise de ses stratégies d'affaires, la Société mise aussi sur l'optimisation du potentiel de décarbonation considérable de ses actifs et du secteur de l'électricité en général comme moyen d'atténuation des changements climatiques. L'adaptation aux changements climatiques et l'atténuation des changements climatiques constituent des priorités pour l'ensemble de l'entreprise et un principe fondamental pour la prise de décision. Pour favoriser la réalisation de ces stratégies, OPG cherche à effectuer des investissements prudents dans de nouvelles technologies rentables et à s'assurer que les mesures prévues sont réalisables et alignées sur ses objectifs stratégiques, opérationnels et financiers.

Plan en matière de changements climatiques

Dans son plan en matière de changements climatiques publié en novembre 2020, la Société s'engage à devenir un chef de file nord-américain en matière d'énergie propre et de réduction de l'empreinte carbone, de façon efficiente et économique. Le plan en matière de changements climatiques fait état des objectifs d'OPG et d'un ensemble de solutions ayant pour but de favoriser la réduction de l'empreinte carbone, tout en conciliant les avantages économiques et environnementaux et les besoins du réseau d'électricité.

Dans le cadre de son plan en matière de changements climatiques, la Société a établi les objectifs suivants :

- OPG continuera à être un leader en matière de changements climatiques en investissant dans la réduction des émissions de carbone et en mettant en œuvre des programmes de compensation en vue de devenir carboneutre d'ici 2040.
- La Société s'efforcera de devenir un chef de file de l'innovation énergétique, faisant progresser les technologies et les solutions pour permettre aux marchés où elle exerce ses activités d'être carboneutres d'ici 2050.

Pour permettre l'atteinte de ces objectifs, OPG a élaboré un plan d'action sur cinq, vingt et trente ans portant sur des domaines tels que la réduction des émissions de carbone, l'adaptation aux changements climatiques, l'innovation dans le secteur de l'énergie et le leadership en matière de changements climatiques.

Depuis le lancement de son plan en matière de changements climatiques, OPG a réalisé des progrès dans plusieurs domaines afin d'assurer le développement durable, des activités résilientes et des investissements dans la production d'énergie propre. Pour ce faire, elle doit faire progresser le projet de réfection de la centrale Darlington en tant que l'un des projets d'infrastructure d'énergie propre les plus importants au Canada, continuer d'être un chef de file du développement de la technologie des PRM avec l'objectif de déployer le premier PRM commercial à l'échelle du réseau au site du Projet de nouvelle centrale nucléaire de Darlington, et réaliser les travaux nécessaires pour optimiser la durée de vie sécuritaire et fiable de la centrale de Pickering. OPG continue également de faire progresser bon nombre de projets visant à accroître la capacité de production de ses actifs de production hydroélectrique, y compris le réaménagement de la centrale Calabogie. Par l'entremise d'Ivy et de PowerON, OPG soutient l'électrification du secteur des transports de l'Ontario en assurant l'expansion du réseau de bornes de recharge rapide de véhicules électriques d'Ivy, qui constituera bientôt le plus grand réseau de ce type de la province, et fournit des solutions d'infrastructure d'électrification et de recharge pour les agences de transport municipal et les parcs de véhicules d'entreprise. En outre, Atura Power jette les bases de la production d'hydrogène à faible teneur en carbone et de la création de centres régionaux de production d'hydrogène en Ontario dans le cadre de ses activités liées à l'hydrogène.

OPG a mis sur pied un comité directeur sur le climat et un groupe de travail sur le plan en matière de changements climatiques pour aider à mettre en œuvre le plan en matière de changements climatiques. Ces deux équipes se composent de représentants de l'ensemble de la Société. Le comité directeur a pour mandat de fournir des conseils stratégiques à la haute direction et au conseil d'administration (conseil) d'OPG, tandis que le groupe de travail aura pour tâche de déterminer et de mettre en œuvre des mesures particulières afin de gérer les risques et les possibilités liés au climat ainsi qu'à présenter les informations sur la progression du Plan en matière de changements climatiques.

Se reporter au site Web de la Société à l'adresse www.opg.com pour consulter le plan en matière de changements climatiques d'OPG.

Surveillance des risques et des possibilités liés au climat

Le conseil d'OPG est responsable de la gouvernance et de la gestion de la Société, notamment de la surveillance des risques et des possibilités liés au climat à court et à long terme. Au moins tous les trimestres, et durant la séance de travail annuelle portant sur la stratégie, le conseil et la haute direction d'OPG se réunissent pour traiter des stratégies d'affaires à court et à long terme de la Société, notamment des questions liées au climat. Le plan en matière de changements climatiques d'OPG fait partie intégrante de la stratégie d'affaires globale de la Société et il a été examiné et approuvé par le conseil d'OPG. Les objectifs et les mesures énoncés dans le plan en matière de changements climatiques servent de base au processus de planification stratégique de la Société.

Les responsabilités de surveillance des risques qui incombent au conseil sont assumées par le biais du programme de gestion du risque d'entreprise (GRE) d'OPG, sous la surveillance du comité d'audit et des risques du conseil. Le programme GRE comprend un cadre de gestion des risques de l'entreprise auquel a recours la direction pour gérer le profil de risque de la Société ainsi que le programme d'audit interne de la Société. Le programme GRE aide le conseil à comprendre l'incidence possible des différents risques sur la Société et les mesures prises par la direction pour faire

face à ces risques. Le comité d'audit et des risques reçoit du membre de la direction chargé de la gestion du risque et de l'audit d'OPG des rapports trimestriels sur les risques de l'entreprise et sur les constatations de l'audit interne. Les risques liés au climat sont déterminés et gérés dans le cadre du programme GRE. Pour en apprendre davantage sur l'approche de la Société en matière de gestion des risques, se reporter à la rubrique *Gestion des risques*.

Un nouveau cadre de gouvernance interne a été publié en juin 2021 afin d'établir officiellement le cadre de gestion des changements climatiques au sein d'OPG, d'établir la structure de présentation réservée aux fins de la surveillance par le conseil des risques et des possibilités liés au climat et de soutenir la mise en œuvre du plan en matière de changements climatiques d'OPG. Le conseil surveille les risques et les possibilités liés au climat dans le cadre de la communication de l'information semestrielle par le service de l'environnement, de la santé et de la sécurité d'OPG, avec le soutien du comité de direction sur le climat et d'autres services, au besoin.

Les stratégies de placement des régimes de retraite d'OPG sur les marchés boursiers et d'actifs particuliers du portefeuille de titres des secteurs immobilier et de l'infrastructure sont orientées par une politique ESG en vigueur pour le régime de retraite d'OPG, similaires aux principes régissant les Fonds distincts nucléaires. OPG continue de tabler sur les stratégies existantes pour l'établissement d'un plan en matière de changements climatiques destiné au régime de retraite d'OPG et, en collaboration avec la Province, pour les Fonds distincts nucléaires qui appuie les objectifs globaux de la Société en matière de changements climatiques.

Identification et intégration des risques liés au climat

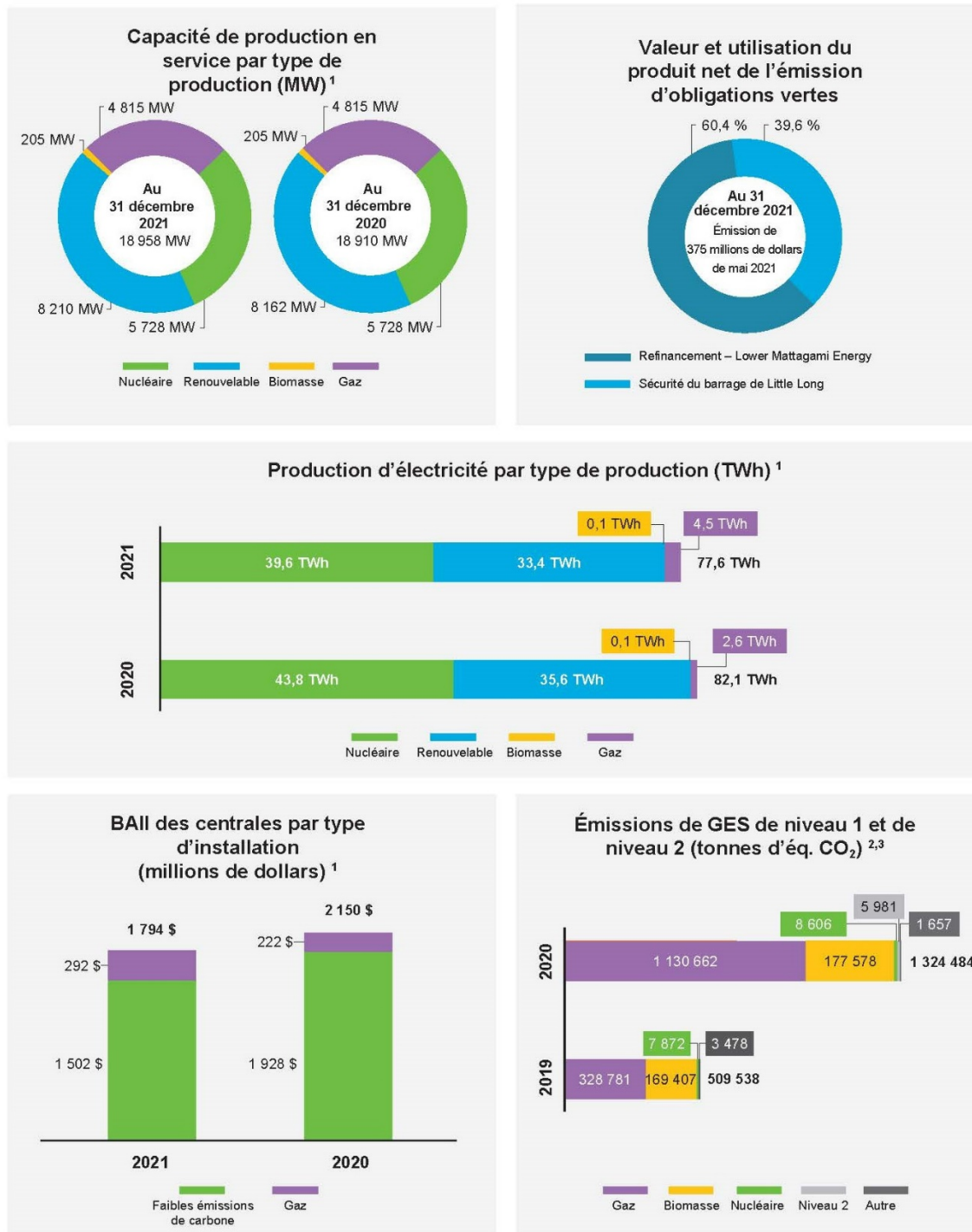
Au cours des dernières années, OPG a dû composer avec les conséquences des changements climatiques sur ses activités. Il est prévu que les risques physiques liés aux phénomènes météorologiques graves et aux paramètres climatiques changeants, notamment les tendances en matière de précipitations et leur intensité et les températures de l'eau et de l'air, demeurent une préoccupation à long terme. En plus des incidences potentielles sur la production d'électricité des centrales hydroélectriques et sur l'efficacité de l'eau de refroidissement dans les centrales nucléaires et thermiques, les changements climatiques peuvent aussi avoir une incidence sur la fiabilité et la durée de vie de l'équipement majeur. La résilience d'OPG à l'égard de ces risques devrait augmenter à mesure de l'identification des mesures d'adaptation et de leur mise en place. À moyen et à long terme, les politiques et réglementations des gouvernements visant à appuyer une transition vers une économie sobre en carbone pourraient entraîner des risques liés à la transition, notamment des changements au profil de l'offre et de la demande d'électricité dans les régions où OPG exerce des activités et l'incidence sur les technologies de production d'électricité de la Société qui émettent du carbone.

OPG continue d'évaluer les risques physiques et liés à la transition potentiels selon des échéanciers à court, moyen et long terme, et à en établir la priorité. Dans le cadre de ce processus, OPG continue d'augmenter la collecte de données et d'élaborer des modèles afin de mieux comprendre l'ampleur des conséquences potentielles des changements climatiques sur l'entreprise et de cerner des occasions d'accroître la résilience. La Société travaille également afin d'intégrer les risques et des possibilités liés au climat dans les processus d'affaires pertinents, notamment les décisions en matière de placements et les processus de nature technique, ainsi que de mettre en œuvre un système de soutien décisionnel normalisé afin de permettre cette intégration au cours des prochaines années.

Performance et principales mesures liées au climat

OPG continue de déterminer les incidences climatiques les plus pertinentes sur ses activités dans le contexte du cadre de référence sur les questions ESG et de développement durable, et s'est engagée à élaborer des mesures sectorielles uniformes permettant de quantifier le niveau de résilience aux changements climatiques atteint. OPG est sur le point d'élaborer des mesures quantitatives et des cibles à plus long terme en matière d'adaptation aux changements climatiques en vue d'intégrer les questions liées au climat dans les processus d'affaires. Entre-temps, OPG a défini des mesures initiales qu'elle considère comme pertinentes pour les parties prenantes, lesquelles se présentent comme suit au 31 décembre et pour l'exercice clos à cette date :

Mesures en matière de changements climatiques



¹ Comprend la quote-part revenant à OPG de la capacité de production en service et de la production d'électricité des installations détenues en copropriété ou dans lesquelles la Société détient une participation minoritaire, le cas échéant. La catégorie du gaz comprend la centrale Lennox alimentée par deux combustibles et les centrales à cycle combiné de la Société, exploitées par Atura Power.

² Les émissions de niveau 1 et de niveau 2 comprennent la quote-part revenant à OPG des installations détenues en copropriété, le cas échéant.

³ OPG continue d'évaluer et d'optimiser ses sources d'émissions de GES de niveau 1 et de niveau 2 ainsi que ses processus de quantification.

Mesures en matière de changements climatiques

<i>Capacité de production en service par type de production</i>	<p>Mesure de la capacité de production en service disponible provenant des diverses sources de production d'OPG et de la capacité énergétique à faibles émissions de carbone par rapport à d'autres sources. La production d'énergie nucléaire, la production d'énergie renouvelable (y compris l'hydroélectricité et l'énergie solaire) et la production alimentée à la biomasse (qui utilise des granules de bois provenant de forêts gérées durablement) sont considérées comme des sources à faibles émissions de carbone. Les sources à faibles émissions de carbone continuent de représenter la majeure partie de la capacité de production en service totale d'OPG. Au 31 décembre 2021, la capacité totale de production en service découlant de sources à faibles émissions de carbone a augmenté par rapport à celle de 2020, en raison de l'acquisition de la centrale hydroélectrique Racine de 48 MW en décembre 2021. La capacité de production en service totale découlant de sources de production au gaz est comparable à celle aux 31 décembre 2021 et 2020.</p>
<i>Production d'électricité par type de production</i>	<p>Mesure de l'électricité produite provenant de diverses sources de production d'OPG et mesure de suivi de la production d'énergie à faibles émissions de carbone par rapport à d'autres sources. Les sources d'électricité à faibles émissions de carbone (énergie nucléaire, renouvelable et alimentée à la biomasse) ont compté pour 88 % de la production totale d'électricité d'OPG en 2021. Le pourcentage d'électricité totale provenant de sources à faibles émissions de carbone a diminué en 2021 par rapport à celui de 2020, principalement en raison de la baisse de la production d'électricité dans les secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée.</p>
<i>BAII par type de centrale</i>	<p>Mesure de la partie du BAII des centrales électriques d'OPG tiré de sources de production à faibles émissions de carbone. Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices de la production à faibles émissions de carbone a diminué en 2021 par rapport à celui de 2020, principalement en raison de la baisse des revenus dans le secteur Production nucléaire réglementée.</p>
<i>Valeur et utilisation du produit net des émissions d'obligations vertes</i>	<p>Mesure de la possibilité d'investissements dans l'énergie à faibles émissions de carbone et les infrastructures connexes et des projets financés au moyen du produit des émissions d'obligations vertes. Au 31 décembre 2021, le produit de l'émission d'obligations vertes d'OPG a totalisé 2,15 milliards de dollars, et a été entièrement affecté au financement et au refinancement de projets admissibles. En mai 2021, Lower Mattagami Energy Limited Partnership (LME), une entité en propriété exclusive d'OPG, a réalisé un placement privé au moyen de l'émission d'obligations vertes de 375 millions de dollars. Le produit net tiré de l'émission a servi à refinancer les obligations en circulation de LME à la date d'échéance et le projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long selon le cadre de référence pour les obligations vertes d'OPG.</p> <p>Aux termes du cadre de référence pour les obligations vertes le plus récent publié en avril 2021, le produit tiré de l'émission d'obligations peut être affecté au refinancement de projets admissibles pour une période de 36 mois avant la date de l'émission. En outre, le cadre comporte une nouvelle disposition permettant aux filiales d'OPG d'émettre des obligations vertes conformément au cadre.</p> <p>En 2021, la Société a publié son rapport sur l'utilisation du produit audité, intitulé <i>Use of Proceeds Report</i>. Le rapport fournit l'information sur l'utilisation du produit des émissions d'obligations vertes d'avril 2020. Le rapport se trouve sur le site Web de la Société à l'adresse www.opg.com.</p>

Mesures en matière de changements climatiques

<i>Émissions de GES de niveau 1 – Directes et taux d'émissions atmosphériques</i>	<p>Mesure des émissions de GES de niveau 1 déterminant les émissions directes d'éq. CO₂ des activités thermiques et nucléaires d'OPG en Ontario, y compris la quote-part revenant à la Société des centrales à cycle combiné détenues en copropriété avant leur acquisition et à d'autres installations. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, 1 308 240 tonnes d'éq. CO₂ (498 188 tonnes d'éq. CO₂ en 2019) ont été émises par les activités thermiques, soit environ 99 % du total des émissions d'éq. CO₂ d'OPG, les émissions restantes provenant des activités nucléaires et d'autres installations. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, OPG a émis en moyenne 16,1 grammes d'éq. CO₂ par kilowattheure (kWh) de sa production totale d'électricité (6,5 grammes par kWh en 2019).</p> <p>L'augmentation de l'émission d'éq. CO₂ et du taux d'émission en 2020 par rapport à 2019 est principalement attribuable à l'acquisition de centrales à cycle combiné en avril 2020, qui a accru la production d'électricité d'OPG. Atura Power recherche les possibilités de réduction des émissions de GES aux centrales à cycle combiné dans la mesure où c'est faisable sur les plans technologique et économique.</p> <p>L'information sur les émissions de GES de niveau 1 et le taux des émissions atmosphériques est publiée chaque année et les données pour 2021 seront disponibles au deuxième trimestre de 2022.</p>
<i>Émissions de GES de niveau 2</i>	<p>Mesure des émissions de GES de niveau 2 déterminant les émissions indirectes d'éq. CO₂ découlant de l'achat de production des fournisseurs de services publics. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, environ 5 981 tonnes d'éq. CO₂ (3 478 tonnes d'éq. CO₂ en 2019) ont été émises compte tenu des achats d'électricité. L'information sur les émissions de GES de niveau 2 est publiée chaque année et les données pour 2021 seront disponibles au deuxième trimestre de 2022.</p>

Équité, diversité et inclusion

OPG s'engage à promouvoir l'équité, la diversité et l'inclusion en milieu de travail, dans le cadre d'une culture où tous les employés, entrepreneurs et partenaires d'affaires sont traités de façon équitable et respectueuse. Pour OPG, l'équité, la diversité et l'inclusion sont des valeurs essentielles à la constitution d'une main-d'œuvre diversifiée, engagée, saine et agile dans une industrie dynamique et en pleine évolution, et sont donc fondamentales à l'atteinte de ses objectifs stratégiques.

Forte de l'appui de ses employés, de ses partenaires d'affaires et des collectivités où elle exerce ses activités, la Société tient toujours sa promesse en matière d'équité, de diversité et d'inclusion afin d'accélérer l'équité, de célébrer la diversité et de favoriser une culture inclusive.

La promesse en matière d'équité, de diversité et d'inclusion d'OPG reflète les priorités de la Société à cet égard comme suit :

- Accélérer l'équité – Veiller à ce que la main-d'œuvre de la Société reflète les collectivités dans lesquelles elle offre des services.
- Célébrer la diversité – Attirer, fidéliser et valoriser les employés ayant une expérience, des compétences et des caractéristiques uniques.
- Favoriser une culture inclusive – Créer un lieu de travail inclusif où chacun peut communiquer, se perfectionner et avoir un sentiment d'appartenance.

L'engagement de la Société à l'égard de l'équité, la diversité et l'inclusion est soutenu par une stratégie d'entreprise et est renforcé grâce au Code de conduite professionnelle de la Société.

En mars 2022, OPG lancera sa stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion sur 10 ans en externe. Grâce à cette stratégie, qui lui sert de feuille de route pour atteindre l'excellence en matière d'équité, de diversité et d'inclusion, la Société intègre davantage les principes d'équité, de diversité et d'inclusion et évalue leurs résultats dans le cadre de ses processus organisationnels et décisionnels. Au troisième trimestre de 2020, le conseil d'administration d'OPG a appuyé la stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion, qui a été développée et mise en œuvre en interne au cours des dernières années. En 2021, les parties prenantes à l'échelle de l'entreprise se sont engagées à veiller à ce que l'approche de la Société tienne compte de l'expérience et des points de vue des employés et les intègre. Se reporter au site Web de la Société à l'adresse www.opg.com pour plus de détails sur la stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion d'OPG.

En interne, OPG continue de faire la promotion de l'équité, de la diversité et de l'inclusion à l'échelle de l'entreprise et de ses sites, notamment par la mise en place de programmes exhaustifs, de comités de l'équité, de la diversité et de l'inclusion au niveau local ainsi que de groupes de ressources pour les employés au niveau provincial. Ces structures servent d'appui aux politiques, aux programmes et aux initiatives en matière d'équité, de diversité et d'inclusion et favorisent l'engagement et la rétroaction des employés, y compris les occasions de réseautage, les espaces de discussion entre pairs et la sensibilisation aux questions relatives à l'équité, à la diversité et à l'inclusion.

En mars 2021, OPG a lancé une campagne de recensement et d'information sur l'équité destinée à l'ensemble des employés afin de les sensibiliser aux questions relatives à l'équité et de mettre à jour les données démographiques critiques. En 2021, OPG a également offert à la haute direction une formation interactive sur le harcèlement et la discrimination fondés sur le sexe et le genre, puis a étendu cette formation aux superviseurs de première ligne. OPG a également rendu disponible à l'ensemble des employés une bibliothèque de courtes leçons couvrant un éventail de sujets relatifs à l'équité, la diversité et l'inclusion pour renforcer davantage les compétences à cet égard.

OPG est engagée à adopter des pratiques en matière d'emploi visant à accroître la représentation des quatre groupes désignés par la *Loi sur l'équité en matière d'emploi* (Canada). OPG a recours à la disponibilité sur le marché du travail, telle qu'elle est établie par Emploi et Développement social Canada, pour évaluer le progrès et définir les lacunes entre la disponibilité externe et la représentation interne des quatre groupes désignés. Les calculs de la disponibilité sur le marché du travail reposent sur des données provenant de Statistique Canada et l'Enquête canadienne sur l'incapacité, et dépendent du secteur d'activité, de l'emplacement géographique et de la catégorie d'emploi de chaque employeur. En vertu de la *Loi sur l'équité en matière d'emploi* (Canada), un effectif atteint l'équité en matière d'emploi lorsque la représentation interne des groupes désignés correspond à la disponibilité sur le marché du travail pertinente.

La représentation de ces groupes au sein de l'effectif d'OPG au 31 décembre s'établissait comme suit par rapport à la disponibilité sur le marché du travail :

Groupe désigné ¹	Disponibilité sur le marché du travail ²		
		2021	2020
Femmes	24,7 %	23,5 %	22,3 %
Autochtones	2,3 %	2,2 %	1,8 %
Personnes racialisées	23,1 %	18,2 %	13,8 %
Personnes handicapées	8,3 %	7,0 %	2,2 %

¹ Les données sur la représentation au sein de l'effectif d'OPG dépendent de la volonté des employés de s'identifier.

² Les données sur la disponibilité sur le marché du travail présentées portent sur 2020, car les données sur la disponibilité sur le marché du travail de 2021 n'ont pas encore été publiées.

Le niveau élevé de participation des employés à la campagne de recensement et d'information sur l'équité remaniée en 2021 a entraîné une augmentation correspondante du volume des données démographiques divulguées par les employés. Ces efforts ont été renforcés par un accent continu mis sur l'intégration des principes d'équité, de diversité et d'inclusion dans les processus de planification de la relève et de recrutement en vue d'augmenter la représentation des membres des groupes désignés. Les données démographiques améliorées sur la main-d'œuvre découlant du recensement sur l'équité serviront de base aux programmes en matière d'équité, de diversité et d'inclusion et aux efforts visant à combler les écarts entre la composition de l'effectif d'OPG et les collectivités dans lesquelles elle offre des services, permettant ainsi à la Société de continuer de relever et d'éliminer les obstacles systémiques à l'avancement, au maintien en poste et à la réussite des groupes qui ont toujours été défavorisés dans le cadre de ses initiatives visant à atteindre une équité en matière d'emploi durable.

Outre ce qui précède, la Société a pris d'autres mesures visant à favoriser la représentation au sein du conseil et de la haute direction. OPG a mis en place une politique de diversité et d'inclusion au sein du conseil qui exige que le comité des ressources humaines et de la gouvernance rencontre en entrevue un ou plusieurs candidats s'identifiant à un groupe en quête d'équité (notamment les femmes, les peuples autochtones, les personnes racialisées, les personnes handicapées et les membres de la communauté 2SLGBTQ+) chaque fois qu'un siège se libère au conseil. En 2019, le conseil s'est donné comme objectif que 50 % des membres du conseil soient des membres des groupes désignés et que 30 % des membres du conseil soient des femmes d'ici 2022. Au 31 décembre 2021, le conseil surpassait ces cibles.

OPG applique les principes d'équité, de diversité et d'inclusion dans la planification de la relève et contrôle les mesures liées à la planification de la relève en vue d'assurer que le bassin de candidats à des postes de la direction est diversifié. La représentation des groupes désignés au sein du conseil et de la haute direction s'établissait comme suit au 31 décembre 2021 :

	Femmes		Hommes		Total
Administrateurs indépendants	6	60,0 %	4	40,0 %	10
Représentation diversifiée d'administrateurs indépendants ¹					>60 %
Dirigeants ²	6	37,5 %	10	62,5 %	16
Équipe de leadership de l'entreprise ³	6	42,9 %	8	57,1 %	14
Équipe de la haute direction ⁴	8	21,1 %	30	78,9 %	38

¹ Selon la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, les administrateurs indépendants d'OPG comptent trois personnes s'identifiant à plus d'un groupe désigné.

² Dirigeants d'une société, comme définis par la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario).

³ L'équipe de leadership de l'entreprise comprend le président et chef de la direction d'OPG, les hauts dirigeants et principaux vice-présidents qui relèvent du chef de la direction ou qui peuvent être nommés par l'équipe de leadership de l'entreprise.

⁴ L'équipe de la haute direction comprend généralement les vice-présidents qui relèvent directement d'un membre de l'équipe de leadership de l'entreprise.

OPG prend également des mesures concrètes afin de favoriser l'équité, la diversité et l'inclusion dans l'industrie et les collectivités externes. En 2021, OPG a instauré un programme de diversité des fournisseurs, qui encourage les partenariats avec des entreprises détenues et gérées par des membres de groupes sous-représentés, notamment les femmes, les personnes racialisées, les personnes handicapées, les membres de la communauté 2SLGBTQ+ et les anciens combattants. De même, OPG a établi des objectifs en matière de dépenses afin d'accroître le nombre de partenariats de fournisseurs avec des entreprises détenues par des membres de la communauté autochtone dans le cadre du plan inaugural d'action pour la réconciliation de la Société.

OPG continue de prendre des mesures dans le cadre de l'engagement des chefs d'entreprise de l'initiative BlackNorth signé en 2020, en devenant notamment un partenaire fondateur dans le cadre du lancement d'une plateforme de recrutement de personnes autochtones, noires et de couleur (PANDC) visant à promouvoir les possibilités d'emploi dans le domaine des sciences, de la technologie, de l'ingénierie et des mathématiques (STIM) pour les candidats racialisés.

Relations avec les Autochtones

OPG détient et exploite des actifs de production d'électricité dans le traité et les territoires traditionnels des Autochtones en Ontario. La politique sur les relations avec les Autochtones d'OPG et le plan d'action pour la réconciliation récemment lancé formalisent l'engagement de la Société à travailler avec les collectivités autochtones, à favoriser des relations positives et mutuellement avantageuses qui généreront des avantages sociaux et économiques grâce aux partenariats et à la collaboration. OPG cherche à établir des relations qui soient fondées sur le respect, la transparence et la responsabilité conjointe. L'engagement d'OPG dans le domaine des relations avec les Autochtones comprend, le cas échéant, l'établissement de partenariats de développement liés à la production d'énergie reposant sur des ententes commerciales à long terme et d'autres projets conjoints à proximité des opérations actuelles et futures de la Société.

Au cours de la dernière décennie, la Société a travaillé en partenariat avec des collectivités autochtones à la construction du projet de centrale hydroélectrique Peter Sutherland Sr., du projet hydroélectrique Lower Mattagami, de la centrale hydroélectrique Lac Seul et du projet de la centrale solaire Nanticoke. Le tableau suivant présente des statistiques globales liées à ces partenariats de développement liés à la production d'énergie pour les exercices clos les 31 décembre :

Données sur les partenariats avec les Autochtones	2021	2020
Capacité de production en service des centrales construites en partenariat avec les collectivités autochtones (MW)	522	522
Revenus provenant des centrales en partenariat avec les collectivités autochtones (en millions de dollars) ¹	312	312

¹ Représentent 100 % des revenus provenant des centrales en partenariat avec les collectivités autochtones.

OPG continue de consulter les collectivités autochtones dans le cadre de ses projets et de ses initiatives. Ces efforts portent notamment sur le maintien de forums communautaires sur l'environnement et l'emploi à l'intention des collectivités de la Première Nation Moose Cree, de la Nation Taykwa Tagamou et des Métis au sujet du projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long. Tout au long du projet de réaménagement de la centrale Calabogie, OPG a également continué de consulter les collectivités autochtones, notamment les Algonquins de l'Ontario, les Algonquins de la Première Nation Pikwakanagan et les quatre Premières Nations visées par les Traités William. Les Algonquins de l'Ontario, les Algonquins de la Première Nation Pikwakanagan et la Première Nation de Curve Lake ont signé des ententes de construction avec OPG qui décrivent les processus convenus pour leur participation. La consultation avec les collectivités des autres Premières Nations visées par les Traités Williams se poursuit pour le réaménagement de la centrale Calabogie. En outre, OPG continue de consulter les Premières Nations visées par les Traités William, les Mohawks de la baie de Quinte et la Nation métisse de l'Ontario de la région 8 sur les plans de la Société en vue de la construction d'un PRM sur le site du NPND.

Au premier trimestre de 2021, le centre canadien pour une énergie nucléaire durable d'OPG a formé le conseil consultatif autochtone, lequel est composé de membres des Premières Nations visées par les Traités William, des Mohawks de la baie de Quinte et de la Nation métisse de l'Ontario de la région 8, ainsi que de membres des communautés autochtones en milieu urbain et commercial de la région de Durham. Le rôle du conseil est de fournir des directives et des conseils sur la façon dont le centre canadien pour une énergie nucléaire durable peut collaborer avec les peuples, les communautés et les entreprises autochtones sur les questions relatives à l'environnement, au développement économique, à l'innovation industrielle et à l'engagement communautaire. OPG a ouvert le centre canadien pour une énergie nucléaire durable en 2020 afin de constituer une expertise industrielle de pointe dans le domaine du déclasserement de centrales nucléaires, en plus de proposer des solutions novatrices et durables pour les sous-produits nucléaires.

OPG s'engage à améliorer l'accès pour les Autochtones aux possibilités d'emploi et d'approvisionnement, notamment à améliorer le profil de l'industrie nucléaire dans les communautés autochtones. En 2021, le programme de possibilités des Autochtones dans la production nucléaire a souligné sa quatrième année d'existence. En collaboration entre OPG, l'Electrical Power Systems Construction Association (EPSCA), Kagita Mikam Aboriginal Employment and Training et

les syndicats et fournisseurs qui participent au projet de réfection de la centrale Darlington, le programme embauche des participants autochtones pour pourvoir des postes d'ouvriers de la construction dans le secteur de l'énergie, tels que des menuisiers, des chaudronniers et des mécaniciens de chantier. Au 31 décembre 2021, le programme a dépassé son objectif pour l'année de placer 20 personnes.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

Au 31 décembre 2021, OPG comptait les cinq secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Services nucléaires durables réglementés
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique visée par contrat et autre
- Atura Power

Production nucléaire réglementée

Le secteur Production nucléaire réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales nucléaires Darlington et Pickering qu'OPG possède et exploite. Il comprend aussi les revenus tirés d'un contrat de location à long terme et d'ententes autres que de location connexes conclus avec Bruce Power, qui visent les centrales nucléaires Bruce. Ces revenus comprennent les revenus locatifs, les honoraires pour les services de gestion des déchets nucléaires et les revenus tirés des ventes d'eau lourde et des services de détritiation. Ce secteur tire également des revenus de contrats de vente d'isotopes réglementés et de la prestation de services auxiliaires au réseau d'électricité fournis par les centrales nucléaires exploitées par OPG. En outre, le secteur comprend les dépenses liées à un PRM sur le site du NPND.

Services nucléaires durables réglementés

Le secteur Services nucléaires durables réglementés d'OPG présente les résultats des activités de la Société liés à la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité, au déclassement des centrales nucléaires d'OPG, y compris les centrales louées à Bruce Power et d'autres installations, à la gestion des Fonds distincts nucléaires et aux installations connexes, y compris l'inspection et la maintenance des installations de stockage du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité. Par conséquent, une charge de désactualisation, qui correspond à l'augmentation de la valeur actuelle des passifs nucléaires comptabilisés aux bilans consolidés, attribuable au passage du temps, et le rendement des Fonds distincts nucléaires sont présentés dans ce secteur.

Au fil de l'exploitation des centrales nucléaires, OPG engage des coûts différentiels liés au combustible nucléaire irradié de faible activité et de moyenne activité qui font augmenter les passifs nucléaires. Ces coûts différentiels sont imputés aux activités courantes du secteur Production nucléaire réglementée afin de refléter le coût de production de l'énergie produite par les centrales nucléaires Darlington et Pickering et les revenus tirés du contrat de location et des ententes connexes conclus avec Bruce Power. Puisque les coûts différentiels font augmenter les passifs nucléaires présentés dans le secteur Services nucléaires durables réglementés, OPG comptabilise une charge intersectorielle entre les secteurs Production nucléaire réglementée et Services nucléaires durables réglementés. L'incidence de cette charge intersectorielle est éliminée dans les états des résultats et les bilans consolidés.

Le secteur Services nucléaires durables réglementés est considéré comme réglementé parce que les coûts liés aux passifs nucléaires sont inclus dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés de l'électricité produite par les installations nucléaires réglementées Darlington et Pickering d'OPG. À compter du quatrième trimestre de 2021, le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée a été renommé le secteur Services nucléaires durables réglementés.

Production hydroélectrique réglementée

Le secteur Production hydroélectrique réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant de la plupart des centrales hydroélectriques d'OPG. Ce secteur comprend les résultats des 54 centrales hydroélectriques réglementées situées sur de nombreuses rivières importantes à l'échelle de la province. De plus, le secteur comprend les revenus tirés de la prestation de services auxiliaires au réseau d'électricité et d'autres revenus générés par les centrales hydroélectriques à tarifs réglementés d'OPG.

Production hydroélectrique visée par contrat et autre

Le secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre exerce ses activités en Ontario et aux États-Unis, et produit et vend de l'électricité à partir des centrales à tarifs non réglementés de la Société. Le secteur comprend essentiellement les centrales exploitées aux termes des CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme. La majorité des centrales aux États-Unis fournissent actuellement de l'énergie et de la capacité sur les marchés de gros de l'électricité.

Le secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre comprend la quote-part revenant à OPG des revenus des installations productrices d'électricité dans lesquelles OPG est copropriétaire ou détient une participation minoritaire, et des revenus tirés de la prestation de services auxiliaires au réseau d'électricité et d'autres revenus provenant des centrales incluses dans le secteur.

Atura Power

Le secteur Atura Power exerce ses activités en Ontario, produisant et vendant de l'électricité à partir des centrales à cycle combiné de la Société. Toutes les centrales de ce secteur sont exploitées en vertu de CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme. Le secteur comprend également les revenus tirés de la participation au programme visant les marchés de réserve d'exploitation et le programme de tarifs de rachat garantis de la SIERE. En outre, le secteur comprend les charges relatives aux activités de développement commercial liées à la production d'hydrogène faible en carbone. Au quatrième trimestre de 2021, le secteur Production au gaz visée par contrat a été renommé Atura Power.

ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

Production nucléaire réglementée

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2021	2020
<i>Production d'électricité (TWh)</i>	39,6	43,8
Revenus	3 844	4 574
Charges liées au combustible	251	295
Marge brute	3 593	4 279
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 266	2 337
Impôts fonciers	27	25
Autres pertes	90	-
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement	1 210	1 917
Dotations aux amortissements	611	823
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	599	1 094

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a diminué de 495 millions de dollars en 2021 en regard de celui de 2020. La diminution du bénéfice est principalement attribuable à la baisse des revenus découlant de la réduction de 4,2 TWh de la production d'électricité et de la diminution de 391 millions de dollars des montants comptabilisés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs, le tout contrebalancé en partie par une

augmentation de 190 millions de dollars des revenus attribuable à la hausse du tarif de base réglementé des centrales nucléaires approuvé par la CEO et à une baisse de 33 millions de dollars des charges liées au combustible imputable à la réduction de la production d'électricité nucléaire.

La baisse du BAII s'explique également par la décision de la CEO rendue le 15 novembre 2021 dans laquelle elle rejetait certains coûts liés aux installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts et reportait à mars 2020 la date de prise d'effet des coûts approuvés aux fins d'inclusion dans les taux de base, ce qui a entraîné une réduction de 111 millions de dollars du BAII. La réduction du bénéfice s'est traduite par une augmentation de 90 millions de dollars des autres pertes et une hausse de 21 millions de dollars de l'amortissement comptabilisés au quatrième trimestre de 2021.

De plus, le BAII de 2021 a subi l'incidence négative de la comptabilisation d'un passif réglementaire découlant de l'approbation de l'entente de règlement par la CEO au troisième trimestre de 2021, en vertu de laquelle OPG a accepté de créditer les consommateurs d'un montant correspondant à l'écart entre l'incidence favorable des revenus nets tirés de la production d'électricité et les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration supplémentaires de la Société liées aux activités réglementées découlant de la réponse à la pandémie de COVID-19 entre 2020 et 2021. L'incidence nette sur le secteur Production nucléaire réglementée correspondait à une réduction de 58 millions de dollars du BAII, dont une réduction de 192 millions de dollars des revenus, une réduction de 11 millions de dollars des charges liées au combustible et une réduction nette de 124 millions de dollars des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Ces incidences se rapportaient principalement aux changements apportés au calendrier d'interruptions à la centrale Darlington par suite des changements apportés au calendrier du projet de réfection de la centrale Darlington en raison de la pandémie.

La diminution du BAII a été partiellement contrebalancée par une baisse de 246 millions de dollars de la dotation aux amortissements, à l'exclusion de la charge d'amortissement liée au recouvrement des soldes des comptes réglementaires. La dotation aux amortissements a diminué en 2021 par rapport à celle de 2020, principalement en raison des montants comptabilisés à titre de montants recouvrables auprès de clients dans des comptes réglementaires du fait de l'écart entre les hypothèses comptables sur les fins de vie de la centrale Pickering et les hypothèses sur le tarif de base réglementé des centrales nucléaires en vigueur le 1^{er} janvier 2021. Le tarif de base réglementé des centrales nucléaires tenait compte du recouvrement d'une charge d'amortissement moins élevée liée à la centrale Pickering, étant donné que le tarif a été fixé en fonction du fait que la date comptable de fin de vie de la centrale en vigueur au moment où OPG a déposé sa demande tarifaire 2017-2021 auprès de la CEO était le 31 décembre 2020. Une fois la décision rendue par la CEO à l'égard de cette demande, la Société était suffisamment confiante pour prolonger la date de fin de vie de la centrale utilisée dans les hypothèses au-delà du 31 décembre 2020. Les différences d'amortissement au cours de la période sont comptabilisées dans les comptes réglementaires autorisés par la CEO. La baisse de la dotation aux amortissements a été partiellement contrebalancée par la hausse de la charge d'amortissement comptabilisée en raison de la mise en service des immobilisations, notamment la remise en service de l'unité 2 de la centrale Darlington en juin 2022 après sa réfection.

Les nombres de jours d'interruption planifiée et non planifiée aux centrales nucléaires Darlington et Pickering ont été les suivants :

	2021	2020
Jours d'interruption planifiée		
Centrale Darlington ¹	156,9	48,9
Centrale Pickering	347,4	462,4
Jours d'interruption non planifiée		
Centrale Darlington ¹	46,0	26,4
Centrale Pickering	130,1	67,1

¹ Le nombre de jours d'interruption planifiée et non planifiée ne tient pas compte des interruptions dans les unités pendant toute période au cours de laquelle elles font l'objet de travaux de réfection. Par conséquent, l'unité 2 de la centrale Darlington a été exclue du calcul du nombre de jours d'interruption planifiée et non planifiée pendant sa réfection, soit du 15 octobre 2016 au 4 juin 2020, et l'unité 3 de la centrale Darlington a été exclue depuis le commencement de sa réfection le 3 septembre 2020.

Le nombre plus élevé de jours d'interruption planifiée à la centrale Darlington en 2021 par rapport à celui de 2020 découle du report de l'interruption planifiée en raison du calendrier de maintenance cyclique de l'unité 1 de la centrale Darlington, de l'automne de 2020 à février 2021, en raison de la pandémie de COVID-19 et de l'interruption planifiée en raison du calendrier de maintenance cyclique de l'unité 4 au quatrième trimestre de 2021, le tout contrebalancé en partie par les jours d'interruption planifiée en 2020, combinés à l'interruption planifiée visant le remplacement d'un canal de combustible de l'unité 3 qui a commencé le 30 juillet 2020 et a été achevé immédiatement avant le début des travaux de réfection de l'unité 3 le 3 septembre 2020.

Le nombre moins élevé de jours d'interruption planifiée à la centrale Pickering en 2021 par rapport à celui de 2020 s'explique par le calendrier de maintenance cyclique de la centrale. De plus, le nombre de jours d'interruption planifiée associés aux autres travaux prévus de maintenance et de réparation effectués à la centrale a été plus élevé en 2020.

Le nombre plus élevé de jours d'interruption non planifiée à la centrale Darlington en 2021 par rapport à celui de 2020 s'explique essentiellement par la nécessité d'effectuer des activités non routinières pour assurer la fiabilité de l'instrumentation et des procédés de manipulation du combustible à la centrale.

Le nombre plus élevé de jours d'interruption non planifiée à la centrale Pickering en 2021 par rapport à celui de 2020 s'explique essentiellement par la nécessité d'effectuer des procédés de manipulation du combustible et d'autres activités de maintenance et de réparation à la centrale.

Les facteurs de capacité des unités de production des centrales nucléaires Darlington et Pickering ont été les suivants :

	2021	2020
Facteur de capacité des unités de production (%) ¹		
Centrale Darlington	82,7	93,1
Centrale Pickering	78,9	76,3

¹ Le facteur de capacité des unités de production nucléaire exclut les unités pendant toute période au cours de laquelle elles font l'objet de travaux de réfection. Par conséquent, l'unité 2 de la centrale Darlington a été exclue de cette mesure pendant sa réfection, soit du 15 octobre 2016 au 4 juin 2020, et l'unité 3 de la centrale Darlington a été exclue depuis le commencement de sa réfection le 3 septembre 2020.

Le facteur de capacité des unités de production de la centrale Darlington a diminué en 2021 en regard de celui de 2020, compte tenu surtout du nombre plus élevé de jours d'interruption planifiée. Le facteur de capacité des unités de production de la centrale Pickering a augmenté en 2021 par rapport à 2020, compte tenu surtout du nombre moins élevé de jours d'interruption planifiée, en partie contrebalancé par le nombre plus élevé de jours d'interruption non planifiée.

Services nucléaires durables réglementés

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Revenus	192	134
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	192	134
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires	1 077	1 041
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(967)	(928)
Perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices	(110)	(113)

La perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur s'est chiffrée à 110 millions de dollars en 2021, en regard d'une perte de 113 millions de dollars en 2020.

La hausse du rendement des Fonds distincts nucléaires est surtout attribuable à la croissance de la valeur actuelle du passif de capitalisation sous-jacent selon le plan de référence en vertu de l'ONFA de 2017. Étant donné que le Fonds distinct de déclasserment et le Fonds pour combustible irradié étaient surcapitalisés en 2021 et en 2020, ils n'ont pas subi l'incidence des rendements du marché et du taux de rendement garanti fourni par la Province pour une partie du Fonds distinct pour combustible irradié. La hausse de la charge au titre de la désactualisation sur les passifs nucléaires est attribuable à l'augmentation de la valeur actuelle de l'obligation sous-jacente pour refléter le passage du temps.

Lorsque les deux fonds sont surcapitalisés, OPG limite le montant des actifs des Fonds distincts nucléaires qui est comptabilisé au bilan consolidé à la valeur actuelle du passif de capitalisation sous-jacent selon le plan de référence en vigueur en vertu de l'ONFA. Pour en savoir plus sur la méthode comptable appliquée aux Fonds distincts nucléaires, voir la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques* sous *Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires*.

Production hydroélectrique réglementée

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2021	2020
<i>Production d'électricité (TWh)</i>	29,0	30,3
Revenus ¹	1 576	1 548
Charges liées au combustible	337	347
Marge brute	1 239	1 201
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	336	324
Impôts fonciers	1	1
Autres pertes	4	2
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement	898	874
Dotation aux amortissements	200	214
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	698	660

¹ Pour 2021 et 2020, les revenus du secteur Production hydroélectrique réglementée ont compris des paiements incitatifs liés au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité réglementée approuvé par la CEO respectivement de 17 millions de dollars et 5 millions de dollars. Ce mécanisme prévoit une tarification incitative pour encourager OPG à faire passer la production hydroélectrique des plages horaires à bas prix de marché aux plages horaires à fort prix de marché, réduisant ainsi les coûts globaux pour les clients. Les paiements incitatifs ont été réduits pour éliminer les revenus incitatifs découlant de la production de base excédentaire.

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a augmenté de 38 millions de dollars en 2021 en regard de celui de 2020. L'augmentation du bénéfice est principalement attribuable à un actif réglementaire comptabilisé au quatrième trimestre de 2021 lié aux besoins en revenus comptabilisés en vue d'un recouvrement futur dans un compte réglementaire lié à des projets dans le but d'accroître la production ou la capacité de production des centrales hydroélectriques réglementées ou de procéder à leur réfection au cours de la période de fixation des tarifs

incitatifs 2017-2021. En vertu de la décision de décembre 2017 et de l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 de la CEO, les montants comptabilisés dans le compte peuvent faire l'objet d'un recouvrement sous réserve d'un test du seuil déterminé au cours de la période 2017-2021.

L'augmentation du BAII s'explique également par la hausse des revenus qui reflète l'accroissement du tarif de base réglementé de l'hydroélectricité en vigueur le 1^{er} janvier 2021 qui a été approuvé par la CEO en vertu d'un ajustement annuel de la formule. De plus, l'entente de règlement liée à la réponse d'OPG à la pandémie de COVID-19 entre 2020 et 2021 a eu une incidence favorable de 11 millions de dollars sur le BAII.

L'augmentation du BAII a été partiellement contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, principalement en raison de l'intensification de certaines activités de maintenance et de projets planifiés en 2020 précédemment reportés lorsque la pandémie de COVID-19 a fait son apparition.

La disponibilité hydroélectrique pour les centrales présentées dans le secteur Production hydroélectrique réglementée se présentait comme suit :

	2021	2020
Disponibilité hydroélectrique (%) ¹	88,4	88,2

¹ La disponibilité hydroélectrique est définie à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR*.

La disponibilité hydroélectrique a augmenté légèrement en 2021 par rapport à celle de 2020, en raison surtout du nombre moins élevé d'interruptions non planifiées aux centrales hydroélectriques réglementées, contrebalancé en partie par un nombre plus élevé d'interruptions planifiées dans l'ensemble des centrales hydroélectriques réglementées en raison du report de certaines activités de maintenance et de projets de 2020 planifiées lorsque la pandémie de COVID-19 a fait son apparition.

Production hydroélectrique visée par contrat et autre

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2021	2020
Production d'électricité (TWh)	4,5	5,4
Revenus	693	660
Charges liées au combustible	52	46
Marge brute	641	614
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	239	233
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	7	7
Impôts fonciers	16	18
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	(2)	(1)
Autres pertes	12	9
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement	369	348
Dotations aux amortissements	147	149
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	222	199

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a augmenté de 23 millions de dollars en 2021 en regard de celui de 2020. L'augmentation du bénéfice a découlé principalement de la hausse du bénéfice des activités aux États-Unis, reflétant l'incidence de la hausse des tarifs de l'électricité des marchés de gros. La hausse des revenus des centrales thermiques en Ontario, déduction faite des charges liées au combustible, a également contribué à l'augmentation du bénéfice. L'augmentation du BAII a été en partie contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration à la centrale Lennox et aux centrales hydroélectriques Lower Mattagami.

La disponibilité hydroélectrique des centrales et le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques du secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre en Ontario se présentaient comme suit :

	2021	2020
Disponibilité hydroélectrique (%) ^{1,2}	87,5	86,2
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques (%) ²	1,4	5,3

¹ La disponibilité hydroélectrique prend en compte les centrales hydroélectriques en Ontario. Les centrales hydroélectriques aux États-Unis ne sont pas prises en compte dans ces résultats.

² La disponibilité hydroélectrique et le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques sont définis à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR*.

La disponibilité hydroélectrique a augmenté en 2021 par rapport à celle de 2020, en raison surtout du nombre moins élevé de jours d'interruption non planifiée aux centrales hydroélectriques Lower Mattagami.

Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques a diminué en 2021 en regard de celui de 2020, du fait principalement du nombre moins élevé d'interruptions non planifiées à la centrale Lennox.

Atura Power

(en millions de dollars)	2021	2020
Production d'électricité (TWh)	4,5	2,6
Revenus	689	405
Charges liées au combustible	234	89
Marge brute	455	316
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	63	43
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	2	1
Impôts fonciers	2	2
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	-	(10)
Autres pertes	1	1
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement	387	279
Dotations aux amortissements	112	82
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	275	197

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a augmenté de 78 millions de dollars en 2021 en regard de celui de 2020. L'augmentation découle surtout de l'acquisition des centrales Napanee et Halton Hills, et de la participation résiduelle de 50 % dans la centrale Portlands Energy Centre le 29 avril 2020, ainsi que de la hausse des mises en service aux centrales à cycle combiné au deuxième semestre de 2021.

La quote-part du bénéfice découlant de la copropriété de la centrale Portlands Energy Centre avant l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % en avril 2020 est présentée à titre de revenus pour le secteur tirés des participations résiduelles dans des entités sous influence notable pour la période correspondante.

La disponibilité thermique des centrales du secteur Atura Power se présentait comme suit :

	2021	2020
Disponibilité thermique (%) ¹	93,5	93,7

¹ La disponibilité thermique est définie à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR* et tient compte des résultats des centrales pour les périodes au cours desquelles la Société les détenait en propriété exclusive. Au premier trimestre de 2021, la disponibilité thermique remplaçait le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques à titre d'indicateur du rendement d'exploitation des centrales à cycle combiné de la Société présentées dans le secteur Atura Power, conformément aux exigences aux termes des CAE respectives des installations ou d'autres contrats à long terme. Cette mesure est calculée selon la moyenne sur une période mobile de trois ans.

La disponibilité thermique des centrales à cycle combiné en 2021 était comparable à celle de 2020.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

OPG a recours à plusieurs sources de financement pour disposer de suffisamment de liquidités et satisfaire ses besoins de financement. Ces sources sont utilisées à de nombreuses fins, notamment l'investissement dans les centrales et les technologies; la réalisation de projets importants et l'acquisition d'entreprises; l'acquittement des obligations de financement à long terme comme les cotisations à la caisse de retraite; les versements au titre des régimes d'avantages complémentaires de retraite; le financement de dépenses relatives aux passifs nucléaires non admissibles à un remboursement à même les Fonds distincts nucléaires; le service et le remboursement de la dette à long terme; et l'obtention de fonds de roulement général.

Les variations de la trésorerie et des équivalents de trésorerie pour 2021 et 2020 ont été comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions au début de l'exercice	725	498
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 440	2 824
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 917)	(4 579)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(546)	1 974
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et la trésorerie soumise à restrictions	(4)	8
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restrictions	(27)	227
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de l'exercice	698	725

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation sont analysés à la rubrique *Faits saillants* sous *Aperçu des résultats d'exploitation*.

Activités d'investissement

La production d'électricité est un secteur capitalistique. Elle exige des investissements continus dans les centrales et les technologies pour maintenir et améliorer le rendement de l'exploitation, y compris la fiabilité des actifs, la sécurité et la performance sur le plan de l'environnement, pour augmenter la capacité de production et prolonger la durée de vie des centrales existantes, et investir dans le développement de nouvelles centrales, dans les technologies émergentes et d'autres possibilités de croissance pour l'entreprise.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement en 2021 ont diminué de 2 662 millions de dollars par rapport à 2020, principalement en raison de l'acquisition d'un portefeuille de centrales à cycle combiné auprès de TC Energy en avril 2020 et du règlement de modalités postérieures à la date de clôture de l'acquisition en mars 2021. L'entente de règlement conclue entre Atura Power et TC Energy a entraîné une réduction de 220 millions de dollars de la contrepartie d'acquisition.

Activités de financement

Au 31 décembre 2021, l'encours de la dette à long terme s'établissait à 9 666 millions de dollars, y compris une tranche de 179 millions de dollars échéant à moins d'un an. L'encours de la dette à court terme au 31 décembre 2021 s'établissait à 182 millions de dollars.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 ont augmenté de 2 520 millions de dollars par rapport à 2020. La diminution s'explique surtout par la hausse des emprunts pour soutenir les travaux des projets et les activités d'acquisition en 2020.

Les facilités de crédit confirmées et les dates d'échéance s'établissaient comme suit au 31 décembre 2021 :

<i>(en millions de dollars)</i>	Montant
Facilités bancaires :	
Siège social ¹	1 000
Siège social ¹	\$ US 750
Lower Mattagami Energy Limited Partnership ²	400
OPG Eagle Creek Holdings LLC et ses filiales	\$ US 25

¹ Ces facilités de crédit comportent une caractéristique liée au développement durable qui permet une réduction des prix si la Société respecte certaines cibles en matière de développement durable. Au deuxième trimestre de 2021, OPG a reporté l'échéance de la facilité de crédit de 1 milliard de dollars à mai 2026. Au quatrième trimestre de 2021, OPG a reporté l'échéance de la facilité de crédit de 750 millions de dollars américains à novembre 2022.

² Au troisième trimestre de 2021, l'échéance de la facilité a été reportée à août 2026. Une lettre de crédit de 55 millions de dollars était en cours au 31 décembre 2021 en vertu de cette facilité.

La facilité de crédit de 300 millions de dollars d'OPG auprès de la SFIEO est venue à échéance le 31 décembre 2021. Au quatrième trimestre de 2021, OPG a conclu une nouvelle facilité de crédit de 750 millions de dollars avec la SFIEO, avec entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2022 et venant à échéance en décembre 2026. Aucune émission n'a été faite en vertu de cette facilité.

La dette à court terme, les lettres de crédit et les garanties s'établissaient comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Lower Mattagami Energy Limited Partnership	125	131
Papier commercial de la Société	57	919
Total de la dette à court terme	182	1 050
Lettres de crédit	530	607
Garanties	35	4

Au 31 décembre 2021, des lettres de crédit d'un total de 530 millions de dollars avaient été émises. Ce montant comprend une tranche de 395 millions de dollars à l'égard des régimes de retraite complémentaires, une tranche de 15 millions de dollars à l'égard d'OPG Eagle Creek Holdings LLC et ses filiales, une tranche de 55 millions de dollars à l'égard de Lower Mattagami Energy Partnership, une tranche de 42 millions de dollars aux fins générales du siège social, une tranche de 16 millions de dollars à l'égard de UMH Energy Partnership, une tranche de 6 millions de dollars à l'égard d'Atura Power et une tranche de 1 million de dollars à l'égard de PSS Generating Station Limited Partnership.

L'encours de la dette à long terme s'établissait comme suit aux 31 décembre ¹ :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Billets à moyen terme à payer	4 350	3 850
Billets à payer à la SFIEO	2 690	2 875
Financement de projets	2 630	2 591
Autres	25	25
	9 695	9 341

¹ Compte non tenu de l'incidence de la prime ou de l'escompte associé à la juste valeur et des frais d'émission d'obligations non amortis.

Billets à moyen terme

Le 2 février 2021, OPG a procédé à l'émission d'obligations totalisant 500 millions de dollars, dans le cadre de son programme de billets à moyen terme, venant à échéance en février 2051 et dont le taux d'intérêt nominal est de 2,95 %. Le produit net tiré de ces émissions a été affecté au remboursement de la dette existante, aux besoins de fonds de roulement ou aux fins générales du siège social.

Obligations vertes

Le 14 mai 2021, LME a procédé à l'émission, dans le cadre d'un placement privé, d'obligations vertes de 375 millions de dollars venant à échéance en mai 2031 et dont le taux d'intérêt nominal est de 2,43 %. Le produit net tiré de l'émission a servi à refinancer les obligations en circulation de LME à l'échéance et à financer le projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long. LME détient et gère des centrales hydroélectriques visées par des contrats d'OPG situées sur la rivière Lower Mattagami.

D'autres renseignements sur la dette à long terme de la Société figurent à la note 9 des états financiers consolidés audités de 2021 d'OPG.

Capital-actions

Aux 31 décembre 2021 et 2020, OPG avait 256 300 010 actions ordinaires émises et en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars. OPG est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale. Toute émission de nouvelles actions est assujettie au consentement de l'actionnaire d'OPG, la Province.

Aux 31 décembre 2021 et 2020, OPG avait 18 343 815 actions de catégorie A émises et en circulation d'une valeur déclarée de 787 millions de dollars. OPG est autorisée à racheter les actions de catégorie A en circulation si le conseil d'OPG donne son approbation.

Obligations contractuelles

Les obligations contractuelles d'OPG au 31 décembre 2021 se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	2022	2023	2024	2025	2026	Par la suite	Total
Ententes d'achat de combustible	129	114	50	40	39	35	407
Cotisations au régime de retraite agréé d'OPG ¹	178	180	48	-	-	-	406
Remboursement sur la dette à long terme	179	44	607	579	675	7 611	9 695
Intérêts sur la dette à long terme	356	348	337	322	306	4 634	6 303
Remboursement sur la dette à court terme	182	-	-	-	-	-	182
Engagements liés à la réfection de la centrale Darlington ²	170	-	-	-	-	-	170
Permis d'exploitation	44	46	47	48	48	248	481
Obligations en vertu de contrats de location simple	11	7	6	4	4	18	50
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer	1 280	-	-	-	-	-	1 280
Autres	77	63	15	10	11	96	272
Total	2 606	802	1 110	1 003	1 083	12 642	19 246

¹ Les cotisations aux régimes de retraite comprenaient les obligations de capitalisation continues, conformément à l'évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG en date du 1^{er} avril 2021. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être en date du 1^{er} avril 2024 au plus tard. Les cotisations sont tributaires de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes, l'évolution de l'environnement réglementaire des régimes de retraite et la date des évaluations actuarielles. Les obligations de capitalisation après le 1^{er} avril 2024 sont exclues en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires pour calculer les prévisions d'entrée des flux de trésorerie futurs. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu de temps à autre.

² Représentent les coûts estimatifs actuellement engagés pour clore le projet, y compris les montants à comptabiliser pour les travaux réalisés, la démobilisation du personnel affecté au projet, et l'annulation des contrats et des commandes de matériel.

Ontario Nuclear Funds Agreement

En vertu de l'ONFA, OPG pourrait être tenue de verser des cotisations dans les Fonds distincts nucléaires en fonction des estimations du coût pour le cycle de vie, ce qui pourrait donner lieu à un passif de capitalisation pour le déclassement de centrales nucléaires et la gestion des déchets nucléaires, déterminé selon les plans de référence mis à jour périodiquement et approuvés par la Province. Selon le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, OPG n'est pas tenue de verser des cotisations globales dans les Fonds distincts nucléaires. La mise à jour du calendrier des cotisations sur la base du plan de référence de 2022 approuvé en vertu de l'OFNA doit être approuvée par la Province, mais elle ne prévoit aucune obligation de cotisation globale aux Fonds distincts nucléaires. Pour en savoir plus sur les Fonds distincts nucléaires, voir la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques* sous *Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires*.

Conventions collectives

Au 31 décembre 2021, OPG et ses filiales en propriété exclusive comptaient environ 9 325 employés à temps plein et temporaires (effectif permanent), surtout en Ontario. Conformément aux conventions collectives, les employés syndiqués temporaires peuvent être embauchés au lieu d'employés syndiqués à temps plein pour des postes susceptibles d'être supprimés dans l'avenir en raison de la fermeture de la centrale Pickering. La majeure partie de l'effectif permanent d'OPG en Ontario est représentée par deux syndicats :

- PWU – Ce syndicat représente environ 5 000 employés à temps plein et temporaires, soit environ 54 % de l'effectif permanent de la Société en Ontario au 31 décembre 2021. Sont membres de ce syndicat les opérateurs de centrales, les techniciens, les ouvriers qualifiés, les employés de bureau et le personnel de sécurité. En janvier 2021, le renouvellement d'une convention collective d'un an venant à échéance le 31 mars 2022 a été ratifié par les membres du syndicat de PWU. Les négociations visant le renouvellement d'une nouvelle convention collective ont débuté en mars 2022.

De plus, deux conventions collectives ont été conclues entre PWU et Atura Power. En décembre 2021, une convention collective de deux ans venant à échéance le 16 novembre 2023 a été ratifiée par les employés représentés par PWU de la centrale Brighton Beach. La convention collective couvrant les employés représentés par PWU aux autres installations d'Atura Power vient à échéance le 31 décembre 2022.

- Society – Ce syndicat représente environ 3 000 employés à temps plein et temporaires d'OPG, soit environ 32 % de l'effectif permanent d'OPG en Ontario au 31 décembre 2021. Sont membres de ce syndicat les superviseurs, les ingénieurs, les scientifiques et autres professionnels. En prévision de l'expiration de l'ancienne convention collective entre Society et OPG le 31 décembre 2021, les négociations visant le renouvellement de la convention collective ont eu lieu au deuxième semestre de 2021. Les parties n'ont pas réussi à s'entendre lors des négociations et ont entamé un processus de médiation ou d'arbitrage. Le 6 décembre 2021, Society et OPG ont reçu la sentence arbitrale à l'égard du renouvellement de la convention collective de deux ans entre les parties, couvrant la période du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2023. Society ne représente pas les employés d'Atura Power.

En plus, OPG confie des travaux de construction en Ontario à des membres de syndicats de métiers ayant des droits de négociation établis aux installations d'OPG. Ces droits de négociation sont exercés soit par l'entremise de l'EPSCA, soit directement auprès d'OPG et de ses filiales en propriété exclusive. Les conventions collectives connexes sont négociées directement par les parties ou par l'entremise de l'EPSCA, le cas échéant. La majorité de ces conventions collectives sont conclues pour plusieurs années et arrivent à échéance en 2025, et une convention arrive à échéance en 2023. L'EPSCA est une association volontaire de propriétaires et d'entrepreneurs qui réalisent des travaux dans le secteur des réseaux d'électricité de l'Ontario.

Ententes d'impartition

Le 1^{er} février 2022, OPG a déployé à l'interne une partie de ses services de technologies de l'information qui était auparavant impartie à New Horizon System Solutions LP (NHSS) depuis 2000. Le reste représente des employés de NHSS qui devraient être transférés à OPG en 2024. Les obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite prises en charge par OPG dans le cadre de l'entente devraient être largement compensées par la rémunération de NHSS.

FAITS SAILLANTS DU BILAN

La rubrique qui suit présente d'autres faits saillants de la situation financière consolidée audité de 2021 d'OPG établis d'après les principales données du bilan aux 31 décembre.

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets <i>(tranche à court terme et tranche à long terme)</i> L'augmentation tient surtout au rendement des Fonds distincts nucléaires contrebalancé en partie par les remboursements des dépenses admissibles liées aux activités d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires des Fonds distincts nucléaires.	19 876	19 096
Dettes à court terme La diminution tient surtout aux remboursements nets effectués dans le cadre du programme de papier commercial de la Société.	182	1 050
Dettes à long terme <i>(tranche à court terme et tranche à long terme)</i> L'augmentation est principalement attribuable à l'émission d'obligations de 500 millions de dollars en vertu du programme de billets à moyen terme en février 2021 et à l'émission d'obligations vertes de 375 millions de dollars par LME en mai 2021, déduction faite des remboursements de dette.	9 666	9 332
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets L'augmentation découle principalement de la charge de désactualisation, contrebalancée en partie par les dépenses liées aux activités d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires et par la variation des estimations liées aux passifs nucléaires attribuable au processus de mise à jour du plan de référence de 2022 en vertu de l'ONFA.	23 415	22 947
Passifs au titre des régimes de retraite La diminution s'explique principalement par la réévaluation des passifs à la fin de 2021 pour tenir compte de la hausse des taux d'actualisation, et par l'excédent du rendement réel des actifs au titre des régimes de retraite par rapport aux frais d'intérêts sur les passifs en 2021, le tout contrebalancé en partie par l'incidence d'une hypothèse de taux d'inflation plus élevé.	2 846	5 005

Ententes hors bilan

Dans le cours normal des affaires, OPG est partie à diverses opérations qui, selon les PCGR des États-Unis, ne sont pas comptabilisées dans les états financiers consolidés de la Société, ou le sont à des montants qui diffèrent des montants contractuels totaux. Les principales activités hors bilan menées par OPG comprennent des garanties et des contrats à long terme.

Garanties

Dans le cours normal des affaires, OPG et certaines de ses filiales et coentreprises concluent diverses ententes qui fournissent une assurance financière ou une assurance de bonne exécution à des tiers. Ces ententes prévoient des garanties, des lettres de crédit de soutien et des cautionnements. Pour obtenir plus de renseignements sur les garanties émises par la Société, se reporter à la note 19 des états financiers consolidés audités de 2021 d'OPG.

MÉTHODES ET ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Les méthodes comptables importantes d'OPG, y compris l'incidence de prises de position comptables importantes récentes, sont décrites à la note 3 des états financiers consolidés audités de 2021 d'OPG. Certaines de ces méthodes sont qualifiées de critiques du fait des jugements et des estimations subjectifs et complexes qui sont requis pour certains éléments comportant de l'incertitude qui, selon les circonstances et les hypothèses retenues, peuvent être comptabilisés à des montants pouvant être considérablement différents. Les méthodes et les estimations comptables critiques qui ont une incidence sur les états financiers consolidés d'OPG dressés selon les PCGR des États-Unis sont décrites ci-après.

Dispense pour la présentation de l'information financière selon les PCGR des États-Unis

Comme l'exige le *Règlement de l'Ontario 395/11*, dans sa version modifiée, en vertu de la *Loi sur l'administration financière* (Ontario), OPG a adopté, depuis le 1^{er} janvier 2012, les PCGR des États-Unis pour la présentation de ses états financiers consolidés. En date du 1^{er} janvier 2012, OPG a également obtenu une dispense de la CVMO quant à l'application des exigences de l'article 3.2 du *Règlement 52-107 sur les principes comptables et normes d'audit acceptables*. En vertu de cette dispense, OPG est autorisée à déposer des états financiers consolidés dressés selon les PCGR des États-Unis, plutôt que selon les IFRS, sans être un émetteur inscrit à la Securities and Exchange Commission des États-Unis.

En avril 2018, la dispense qu'OPG avait obtenue au préalable de la CVMO a été prolongée. Elle prendra désormais fin à la première des éventualités suivantes :

- Le 1^{er} janvier 2024
- L'exercice ouvert après qu'OPG cessera d'exercer des activités assujetties à une réglementation des tarifs
- La date d'entrée en vigueur imposée par l'International Accounting Standards Board (IASB) pour l'application obligatoire d'une norme IFRS propre aux entités dont les activités sont assujetties à une réglementation des tarifs

En janvier 2021, l'IASB a publié un exposé-sondage portant sur la nouvelle norme, *Actifs et passifs réglementaires*, qui s'appliquerait aux entités exerçant des activités à tarifs réglementés. La période de commentaires a pris fin en juin 2021. OPG continue de surveiller le projet de l'IASB pour l'établissement d'une norme propre aux entités dont les activités sont assujetties à une réglementation des tarifs et le statut de cet exposé-sondage.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et le *Règlement de l'Ontario 53/05* font en sorte qu'OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par les 54 centrales hydroélectriques réglementées et les centrales nucléaires Darlington et Pickering également situées en Ontario. Les tarifs réglementés d'OPG pour ces installations sont établis par la CEO.

La CEO est une société d'État autofinancée. Son mandat et son autorité lui sont conférés par la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la *Loi de 1998 sur l'électricité* et bon nombre d'autres lois provinciales. La CEO est un tribunal indépendant quasi judiciaire qui rend des comptes à l'organe législatif de la Province par l'intermédiaire du ministère de l'Énergie de l'Ontario. Elle régit les intervenants du marché dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité de l'Ontario. La CEO exerce ses fonctions de régie au moyen d'audiences publiques et d'autres instances moins officielles comme des consultations.

Les PCGR des États-Unis reconnaissent qu'une réglementation des tarifs peut donner lieu à des avantages et à des obligations économiques, dont le recouvrement auprès des clients ou le remboursement à ces derniers est exigé par l'organisme réglementaire. Lorsque la Société a une assurance suffisante que les coûts engagés relatifs aux centrales réglementées seront recouverts dans l'avenir, ces coûts peuvent être reportés et comptabilisés comme un actif réglementaire. Lorsque la Société devra rembourser aux clients dans l'avenir des sommes relatives aux centrales réglementées, y compris des sommes liées à des coûts qui n'ont pas été engagés et dont la CEO a prévu le recouvrement au moyen des tarifs réglementés, elle comptabilisera un passif réglementaire.

Certains des actifs et passifs réglementaires comptabilisés par la Société ont trait à des comptes réglementaires autorisés par la CEO, y compris ceux autorisés en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. L'évaluation de ces actifs et passifs réglementaires est tributaire de certaines estimations et hypothèses, y compris des hypothèses posées relativement à l'interprétation du *Règlement de l'Ontario 53/05* et des décisions de la CEO. Les estimations faites et les hypothèses posées relativement à l'interprétation du règlement et des décisions de la CEO sont examinées dans le cadre du processus réglementaire de la CEO.

Les soldes d'actifs et de passifs réglementaires dans les comptes réglementaires dont l'inclusion dans les tarifs réglementés est approuvée par la CEO sont amortis sur les périodes de recouvrement ou de remboursement approuvées.

Outre les actifs réglementaires et passifs dans les comptes réglementaires, OPG comptabilise des actifs réglementaires et des passifs réglementaires pour les montants non amortis classés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu relativement aux obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite et des impôts reportés et, le cas échéant, des écarts entre les tarifs réglementés intermédiaires facturés aux clients pendant une période intermédiaire et les tarifs réglementés définitifs autorisés ou devant être autorisés par la CEO pour cette période afin de refléter les montants qui devraient être recouverts ou remboursés au moyen des tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Il existe des incertitudes relatives à l'évaluation de ces soldes en raison des hypothèses posées pour le calcul des obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite et des impôts reportés qui sont attribués aux secteurs à tarifs réglementés et des hypothèses posées à l'égard des tarifs réglementés définitifs devant être autorisés par la CEO pour une période tarifaire intermédiaire.

Les actifs réglementaires comptabilisés par la Société au titre des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite non amortis classés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu reflètent l'utilisation de la méthode de la comptabilité d'engagement par la CEO depuis le 1^{er} avril 2008 pour le calcul des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite intégrés dans les tarifs réglementés approuvés pour OPG. Les coûts correspondants sont établis selon la même méthode dans les états financiers consolidés d'OPG. Par conséquent, les montants non amortis relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite d'OPG constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu ne seraient pas reflétés dans les tarifs réglementés avant leur reclassement hors du cumul des autres éléments du résultat étendu et leur comptabilisation comme composantes amortissement du coût des avantages liés à ces régimes. L'actif réglementaire est réduit à mesure que les soldes non amortis sous-jacents sont amortis comme composantes du coût des avantages.

Pour la période du 1^{er} novembre 2014 au 31 décembre 2021, la CEO a limité les montants relatifs aux coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite compris dans le calcul des besoins en revenus approuvés et des tarifs réglementés aux dépenses au comptant de la Société pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite se rapportant aux activités à tarifs réglementés. L'écart entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établis selon la comptabilité d'engagement appliquée dans les états financiers consolidés audités et les dépenses au comptant réelles d'OPG pour ces régimes a été saisi dans le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés pour examen futur par la CEO.

En 2017, la CEO a publié un rapport décrivant les principes directeurs et la politique sur les mécanismes de recouvrement des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite des services publics à tarifs réglementés des secteurs de l'électricité et du gaz naturel de l'Ontario. Selon le rapport, la méthode de la comptabilité d'engagement est celle qui doit être utilisée pour déterminer les montants des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite aux fins de l'établissement des tarifs, sauf si la CEO détermine que les tarifs établis selon cette méthode ne sont pas justes et raisonnables compte tenu de la situation d'un service public en particulier.

La décision de la CEO et l'ordonnance de février 2019 relatives à l'entente de règlement conclue entre OPG et les intervenants sur la demande d'OPG d'août 2018 visant l'utilisation des comptes réglementaires ont entraîné l'approbation de recouvrer le solde comptabilisé dans le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés au 31 décembre 2017, sans ajustement. En vertu de cette décision et de cette ordonnance, la CEO a approuvé le recours à la comptabilité d'engagement comme base de comptabilisation réglementaire et de recouvrement des coûts appropriée pour les soldes au 31 décembre 2017 du compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés.

L'entente de règlement approuvée par la CEO concernant la demande pour de nouveaux tarifs réglementés d'OPG pour 2022 à 2026 prévoit le recouvrement des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dans les besoins en revenus tirés de la production nucléaire selon la comptabilité d'engagement. L'entente de règlement prévoit également le recouvrement du solde comptabilisé dans le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés au 31 décembre 2019, sans ajustement.

De l'avis de la Société, les décisions susmentionnées ont collectivement permis d'établir que la méthode de la comptabilité d'engagement était la méthode de calcul par défaut des montants des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite aux fins de l'établissement des tarifs et qu'il y a une probabilité suffisante que les montants non amortis relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite qui n'ont pas encore été reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu, ainsi que les montants comptabilisés dans le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés après le 31 décembre 2019, seront inclus dans les tarifs réglementés futurs. Par conséquent, la Société continue de comptabiliser un actif réglementaire pour ces soldes.

Durée de vie utile des actifs à long terme

Les estimations comptables ayant trait aux hypothèses sur les fins de vie des immobilisations corporelles et des actifs incorporels font largement appel au jugement de la direction, y compris la prise en compte de divers facteurs opérationnels, technologiques et économiques. OPG revoit régulièrement la durée de vie utile estimative de ses immobilisations corporelles et actifs incorporels, y compris les hypothèses de fin de vie des principaux actifs de production. Les principales centrales nucléaires sont amorties sur la durée de vie de la centrale ou sur la durée de vie des composantes, selon la plus courte des durées.

Dans le cas des centrales nucléaires exploitées par OPG, l'établissement des hypothèses de fin de vie de la centrale comprend principalement une évaluation de la durée de vie utile des principales composantes limitant la durée de vie, comme les canaux de combustible, en tenant compte des attentes quant à la capacité future d'exploitation économique et, le cas échéant, la réfection de la centrale en vue d'une utilisation continue. La durée de vie utile prévue des principaux éléments limitant la durée de vie est établie au moyen d'évaluations techniques de leur adaptation à l'usage. Les attentes quant à la capacité future d'exploiter la centrale peuvent être influencées par les exigences du permis d'exploitation, la capacité de recouvrer les capitaux, les coûts d'exploitation et de déclassement et la politique gouvernementale, entre autres facteurs.

Bien qu'il existe un lien entre l'âge d'une centrale hydroélectrique et les dépenses en immobilisations nécessaires à son entretien, l'âge n'établit généralement pas de plafond global à la durée de vie utile prévue d'une centrale hydroélectrique. L'entretien régulier et le remplacement de certaines composantes spécifiques permettent généralement aux centrales hydroélectriques de fonctionner pendant de très longues périodes. OPG utilise une durée de vie utile estimative ne dépassant pas 100 ans pour amortir les barrages et autres structures des grandes centrales hydroélectriques.

Les hypothèses de fin de vie des centrales thermiques et solaires sont établies en fonction de la durée de vie prévue des principales composantes de la centrale et de la capacité future d'exploitation économique prévue de la centrale en tenant compte des mécanismes de revenus disponibles.

Goodwill

Le goodwill correspond à l'excédent du prix d'acquisition d'une entreprise acquise sur la juste valeur de l'actif net acquis.

La Société affecte le goodwill aux secteurs d'activité qui devraient tirer des avantages du goodwill comptabilisé. La Société évalue au moins une fois l'an des facteurs qualitatifs et quantitatifs pour déterminer s'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur d'une unité d'exploitation à laquelle le goodwill est affecté est inférieure à sa valeur comptable. S'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur d'une unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable ou si une évaluation quantitative est réalisée, la Société calcule la juste valeur de l'unité d'exploitation. La valeur comptable du goodwill d'une unité d'exploitation est considérée comme n'étant pas recouvrable si elle dépasse la juste valeur. La perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'unité d'exploitation sur sa juste valeur, dans la mesure où la perte de valeur est limitée au montant total du goodwill affecté à l'unité d'exploitation. Le goodwill est soumis à un test de dépréciation entre les tests annuels lorsqu'il est plus probable qu'improbable que la survenance d'un événement ou un changement de circonstance a fait baisser la juste valeur de l'unité d'exploitation en deçà de sa valeur comptable.

Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires

Conformément à l'ONFA, OPG met de côté des fonds, détenus dans des comptes de garde et en fiducie distincts, qu'elle investit spécifiquement pour s'acquitter de son obligation liée au cycle de vie pour le déclassement des centrales nucléaires et la gestion à long terme des déchets nucléaires. Le Fonds distinct de déclassement a été établi pour financer les coûts futurs de l'enlèvement des immobilisations nucléaires et la gestion à long terme des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité, et certains frais de stockage du combustible nucléaire irradié engagés après la fermeture des centrales nucléaires. Le Fonds distinct pour combustible irradié a été établi pour financer les coûts de la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié et certains frais de stockage du combustible nucléaire irradié engagés après la fermeture des centrales nucléaires. Les coûts de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité et de stockage du combustible nucléaire irradié engagés pendant l'exploitation des centrales ne sont pas financés par les Fonds distincts nucléaires. Ils sont financés par les flux de trésorerie provenant de l'exploitation ou d'autres sources de liquidités de la Société.

Fonds distinct de déclassement

À l'expiration de l'ONFA, la Province seule a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds distinct de déclassement. Par conséquent, lorsque le Fonds distinct de déclassement est surcapitalisé, OPG limite le rendement qu'elle comptabilise dans les états financiers consolidés en constatant un montant à payer à la Province, de sorte que l'actif comptabilisé pour le fonds dans le bilan consolidé est égal au coût estimatif du passif d'après le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. De plus, OPG comptabilise la tranche de l'excédent qu'elle peut placer dans le Fonds distinct pour combustible irradié, ce qu'elle peut faire lorsque l'excédent est tel que les passifs sous-jacents, comme définis dans le dernier plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, sont capitalisés à au moins 120 %. Dans ce cas, OPG peut placer, au moment de l'approbation d'un plan de référence nouveau ou modifié, jusqu'à 50 %

de l'excédent dépassant le niveau de capitalisation de 120 % dans le Fonds distinct de combustible irradié, et la SFIEO a droit à une distribution d'un montant égal. Par conséquent, lorsque le Fonds distinct de déclassement est capitalisé à au moins 120 %, OPG comptabilise un résultat de 50 % de l'excédent dépassant le niveau de capitalisation de 120 %, jusqu'à concurrence du montant correspondant à la sous-capitalisation du Fonds distinct pour combustible irradié.

Le montant à payer à la Province relativement au Fonds distinct de déclassement pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du Fonds était inférieur à la cible de rendement, si un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA était approuvé avec un passif de capitalisation sous-jacent plus élevé, ou si le montant de la sous-capitalisation, le cas échéant, du Fonds distinct pour combustible irradié augmentait.

Lorsque le Fonds distinct de déclassement est sous-capitalisé, son rendement reflète le rendement réel du fonds selon la valeur de marché des actifs des fonds.

Fonds distinct pour combustible irradié

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG que le rendement annuel du Fonds distinct pour combustible irradié sera de 3,25 % plus la variation de l'IPC de l'Ontario, comme défini par l'ONFA, relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible nucléaire irradié (le rendement garanti). OPG comptabilise en résultats le rendement garanti du Fonds distinct pour combustible irradié à titre de rendement des Fonds distincts nucléaires. La différence entre le rendement garanti et le rendement réel du marché, établie selon la juste valeur des actifs du fonds relativement aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible nucléaire irradié, est comptabilisée en tant que montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci. Ce montant représente le montant qui serait à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci si le rendement garanti devait être réglé à la date du bilan consolidé. Dès l'approbation d'un plan de référence en vertu de l'ONFA nouveau ou modifié, la Province est tenue de cotiser au Fonds distinct pour combustible irradié un montant additionnel relativement aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible nucléaire irradié si le taux de rendement des actifs du fonds est inférieur au taux de rendement garanti. Si le rendement des actifs du fonds dépasse le taux de rendement garanti de la Province, celle-ci a le droit de retirer toute partie de l'excédent se rapportant aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible nucléaire irradié, à l'approbation d'un plan de référence en vertu de l'ONFA nouveau ou modifié. Le seuil de 2,23 millions représente le total estimatif du nombre de grappes de combustible nucléaire pour le cycle de vie, fondé sur la durée de vie utile estimative initiale des centrales nucléaires estimée dans l'ONFA.

Comme le prescrit l'ONFA, les cotisations d'OPG pour les grappes de combustible nucléaire qui dépassent le seuil des premiers 2,23 millions ne sont pas assujetties au taux de rendement garanti de la Province, mais suivent plutôt un rendement fondé sur les variations de la valeur de marché des actifs du Fonds distinct pour combustible irradié.

Si une surcapitalisation du Fonds distinct pour combustible irradié fait en sorte que les passifs, comme définis dans le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, sont capitalisés à au moins 110 % après avoir tenu compte de l'ajustement au titre du rendement garanti, la Province a droit, en tout temps, à tout excédent dépassant 110 %.

À l'expiration de l'ONFA, la Province seule a droit à tout excédent dans le fonds. Par conséquent, lorsque le Fonds pour combustible irradié est surcapitalisé après avoir tenu compte de l'ajustement au titre du rendement garanti, OPG limite le rendement qu'elle comptabilise dans les états financiers consolidés en comptabilisant un montant à payer à la Province, de sorte que le solde du fonds est égal au coût estimatif du passif de capitalisation selon le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. Conformément à l'ONFA, ni OPG ni la Province n'ont le droit de transférer quelque montant que ce soit du Fonds distinct pour combustible irradié au Fonds distinct de déclassement.

Garantie provinciale

En vertu de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), la CCSN exige d'OPG qu'elle ait suffisamment de fonds disponibles pour s'acquitter de ses obligations actuelles en matière de gestion des déchets nucléaires et de déclassement des centrales nucléaires. Aux termes du processus de la CCSN, la garantie financière exigée par la CCSN doit être mise à jour tous les cinq ans et OPG doit présenter un rapport annuel à la CCSN portant sur les

hypothèses, la valeur des actifs et la garantie financière qui en découle. Le calcul de la garantie financière exigée par la CCSN tient compte du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible et de moyenne activité qui devraient être générés chaque année.

La dernière mise à jour d'une durée de cinq ans de la garantie financière exigée par la CCSN vise la période de 2018 à 2022 et a été acceptée par la CCSN en novembre 2017. Selon le dernier rapport annuel, OPG prévoit que la garantie financière exigée par la CCSN pour l'exercice 2022 continuera d'être satisfaite selon la juste valeur de marché prévue des Fonds distincts nucléaires, sans exigence de garantie provinciale. OPG a amorcé le processus de mise à jour de la garantie financière exigée par la CNSC pour la période de 2023 à 2027 et prévoit le soumettre à la CNSC au premier semestre de 2022.

Comme le prévoient les modalités de l'ONFA, la Province s'est engagée à fournir une garantie provinciale à la CCSN, au besoin, pour le compte d'OPG, en cas de manque à gagner entre la garantie financière exigée par la CCSN et la juste valeur de marché des Fonds distincts nucléaires pour l'exercice 2022, comme cela a déjà été fait par le passé. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % du montant de la garantie provinciale, le cas échéant.

Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Le calcul des coûts et des obligations d'OPG liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite repose sur des méthodes comptables et des hypothèses, comme présenté ci-dessous.

Les programmes d'avantages postérieurs à l'emploi offerts à la plupart des employés à temps plein d'OPG se composent d'un régime de retraite agréé contributif à prestations déterminées, d'un régime de retraite complémentaire à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite, qui comprennent une assurance vie collective et une assurance de soins de santé, ainsi qu'une assurance en cas d'invalidité prolongée. Certains avantages postérieurs à l'emploi sont aussi offerts par la SGDN, par Eagle Creek et par Atura Power, lesquels sont tous consolidés dans les résultats financiers d'OPG. Eagle Creek et Atura Power offrent également un régime d'épargne à cotisations déterminées aux employés admissibles, dans le cadre duquel l'employeur et les employés versent des cotisations selon les modalités du régime. Le régime de retraite à prestations déterminées d'OPG est indexé pour tenir compte de l'inflation jusqu'à un certain maximum. À moins d'indication contraire, l'information sur les programmes d'avantages postérieurs à l'emploi de la Société est présentée sur une base consolidée.

Méthode comptable

OPG présente la situation de capitalisation de ses régimes à prestations déterminées dans les bilans consolidés. La situation de capitalisation est évaluée comme la différence entre la juste valeur des actifs des régimes et l'obligation au titre des prestations pour chaque régime.

OPG comptabilise ses obligations au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite conformément aux PCGR des États-Unis. Les obligations au titre des coûts des prestations de retraite à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite sont établies selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services. L'obligation au titre des prestations d'invalidité prolongée est calculée au moyen de la méthode de répartition des prestations selon une capitalisation à l'échéance. Les obligations au titre des prestations de retraite déterminées et des avantages complémentaires de retraite dépendent de divers facteurs, dont les hypothèses démographiques (le taux de mortalité, la retraite) et économiques (le taux d'actualisation, les échelons salariaux, l'inflation et la hausse des coûts des soins de santé), les gains ou les pertes actuariels et les ajustements provenant de modifications des régimes. Les coûts et les obligations liés aux régimes de retraite à prestations déterminées et aux avantages complémentaires de retraite sont déterminés chaque année par des actuaires indépendants, à partir des meilleures hypothèses de la direction.

Les actifs de la caisse de retraite se composent d'actions canadiennes et d'actions internationales, de titres à revenu fixe de gouvernements et de sociétés, de fonds groupés, de placements dans des biens immobiliers et des infrastructures et d'autres placements. Ces actifs sont gérés par des gestionnaires de portefeuille professionnels. La caisse de retraite n'investit pas dans les titres de capitaux propres ou les titres d'emprunt émis par OPG ou ses filiales. Les actifs de la caisse de retraite au titre des régimes de retraite à prestations déterminées sont évalués à des valeurs liées au marché afin d'établir l'amortissement des gains ou des pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. La valeur liée au marché des actifs de la caisse de retraite au titre des régimes de retraite à prestations déterminées d'OPG tient compte des gains et des pertes découlant des titres de capitaux propres à un taux de rendement réel présumé de 6 % sur une période de cinq ans.

Les coûts au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite comprennent le coût des prestations au titre des services rendus pour l'exercice, les intérêts débiteurs sur les obligations, le rendement prévu des actifs des régimes de retraite, la comptabilisation des coûts ou des crédits des prestations au titre des services passés résultant des modifications des régimes et la comptabilisation des gains et des pertes actuariels découlant de modifications des hypothèses, et les gains et pertes actuariels. Les coûts ou les crédits des prestations au titre des services passés résultant des modifications des régimes de retraite à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés couverts par le régime correspondant jusqu'à la pleine admissibilité. Les coûts ou les crédits des prestations au titre des services passés résultant des modifications aux prestations en cas d'invalidité prolongée sont immédiatement comptabilisés comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés. En raison de la nature à long terme des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, l'excédent du gain net cumulatif non amorti (ou de la perte nette cumulative non amortie) sur 10 % de l'obligation au titre des prestations ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes de retraite (le corridor) si ce montant est supérieur, est amorti sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés couverts par le régime, soit la période pendant laquelle la Société devrait réaliser des avantages économiques connexes. Les gains ou les pertes actuariels liés à l'assurance en cas d'invalidité prolongée sont immédiatement comptabilisés comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés.

Les gains ou les pertes actuariels et les coûts ou les crédits des prestations au titre des services passés qui surviennent au cours de l'exercice et qui ne sont pas comptabilisés immédiatement à titre de composantes du coût des régimes de retraite à prestations déterminées sont comptabilisés comme des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéficiaires. Ces montants non amortis dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont par la suite reclassés et comptabilisés comme composantes de l'amortissement des coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, comme mentionné plus haut.

Au 31 décembre 2021, la perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis pour les régimes de retraite à prestations déterminées et les avantages complémentaires de retraite correspondaient à un montant net de 3 125 millions de dollars (5 593 millions de dollars au 31 décembre 2020). La perte actuarielle nette non amortie et les coûts (crédits) des prestations au titre des services passés non amortis aux 31 décembre s'établissaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Gain actuariel net non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	(410)	(180)	-	-	-	-
Perte actuarielle nette non amortissable en raison de l'utilisation du corridor	1 877	1 999	41	43	105	327
Perte actuarielle nette amortissable	1 415	3 223	87	116	-	83
Perte actuarielle nette non amortie	2 882	5 042	128	159	105	410
Coûts (crédits) des prestations non amortis au titre des services passés	-	-	-	-	10	(18)

OPG comptabilise un actif réglementaire ou un passif réglementaire compensatoire pour la partie des ajustements liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite inscrits dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés afin de tenir compte du recouvrement ou du remboursement prévu de ces montants dans les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Pour la partie recouvrable ou remboursable qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés, OPG comptabilise une variation correspondante de l'actif réglementaire ou du passif réglementaire pour refléter le montant des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu et pour refléter le reclassement de montants du cumul des autres éléments du résultat étendu dans le coût des prestations au cours de la période.

Lorsque la constatation d'une mutation d'employés et du transfert des avantages sociaux connexes se traduit par une compression de régime et par un règlement des obligations, la compression est comptabilisée avant le règlement. On désigne par compression la perte du droit par les employés de constituer des prestations futures dans le cadre du régime. On entend par règlement l'acquittement d'une obligation au titre des prestations d'un régime.

Hypothèses comptables

Les hypothèses sont des intrants importants des modèles actuariels qui évaluent les obligations au titre des prestations de retraite constituées à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite et leur incidence connexe sur l'exploitation. Le taux d'actualisation, le taux d'inflation et les changements des échelons salariaux sont trois hypothèses clés utilisées dans le calcul du coût et des obligations relatifs aux prestations. En outre, le taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes est une hypothèse clé dans l'établissement du coût des régimes de retraite agréés à prestations déterminées, et le taux tendanciel des coûts des soins de santé est une hypothèse clé dans l'établissement du coût et des obligations liés aux avantages complémentaires de retraite. Ces hypothèses, de même que d'autres hypothèses touchant des facteurs démographiques comme l'âge du départ à la retraite, le taux de mortalité et le taux de roulement du personnel, sont réévaluées régulièrement par la direction de concert avec des actuaires indépendants. Au cours du processus d'évaluation, les hypothèses sont mises à jour pour refléter l'historique et les prévisions. Les résultats réels pour tout exercice différeront souvent des hypothèses actuarielles en raison de facteurs économiques et autres donnant lieu à des gains ou des pertes actuariels.

Les taux d'actualisation, qui sont représentatifs du rendement d'obligations de sociétés notées AA, sont utilisés pour calculer la valeur actuelle des flux de trésorerie futurs prévus à la date d'évaluation afin d'établir les obligations au titre des prestations projetées pour les régimes d'avantages sociaux de la Société. Un taux d'actualisation moins élevé se traduit par une augmentation des obligations au titre des prestations et des coûts des avantages. Le taux d'actualisation utilisé pour calculer les obligations projetées au titre des prestations de retraite à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite au 31 décembre 2021 était d'environ 3,2 %. Il s'agit d'une hausse par rapport au taux d'actualisation d'environ 2,6 % utilisé pour calculer les obligations au 31 décembre 2020.

OPG utilise une approche fondée sur une courbe intégrale de rendements pour estimer les composantes coût des services rendus et frais d'intérêts des régimes de retraite à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite en vertu de laquelle les taux au comptant spécifiques sur la courbe des rendements sont utilisés pour établir les obligations au titre des prestations projetées.

Le taux de rendement prévu des actifs des régimes de retraite à prestations déterminées est fondé sur la répartition des actifs de la caisse de retraite et sur le rendement prévu en tenant compte des risques et rendements à long terme de chaque catégorie d'actifs qui compose le portefeuille des régimes. Un taux de rendement prévu moins élevé des actifs des régimes fait augmenter les coûts des régimes de retraite.

Une nouvelle évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG a été déposée auprès de l'Autorité ontarienne de réglementation des services financiers en décembre 2021, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2021. Les obligations de capitalisation annuelle selon la nouvelle évaluation actuarielle sont analysées à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement* sous *Obligations contractuelles*. Dans le cadre de l'évaluation, les hypothèses démographiques et les autres hypothèses des régimes ont été examinées, et révisées au besoin, par des actuaires indépendants. À partir des données démographiques mises à jour au 1^{er} janvier 2021 et des hypothèses démographiques, conformément à la nouvelle évaluation actuarielle du régime de retraite agréé, OPG a également procédé, en 2021, à une évaluation actuarielle exhaustive de ses régimes de retraite à prestations déterminées et d'avantages complémentaires de retraite d'OPG à des fins comptables. Les résultats de cette évaluation ont été pris en compte dans les obligations de fin d'exercice de 2021, reflétant les hypothèses appropriées aux fins comptables au 31 décembre 2021.

Le déficit du régime de retraite agréé, aux fins comptables, a diminué, passant de 4 595 millions de dollars au 31 décembre 2020 à 2 459 millions de dollars au 31 décembre 2021. La diminution s'explique principalement par la réévaluation des obligations au titre des prestations à la fin de 2021 pour tenir compte de la hausse des taux d'actualisation et par l'excédent du rendement réel des actifs au titre des régimes de retraite par rapport aux frais d'intérêts sur les passifs en 2021, le tout contrebalancé en partie par la hausse du taux d'inflation présumé.

Les obligations projetées au titre des prestations d'avantages complémentaires de retraite ont diminué, passant de 3 513 millions de dollars au 31 décembre 2020 à 3 329 millions de dollars au 31 décembre 2021. Cette diminution s'explique principalement par la réévaluation des obligations au titre des prestations à la fin de 2021 pour tenir compte de la hausse des taux d'actualisation.

Un changement dans les hypothèses suivantes, toutes les autres hypothèses demeurant constantes, se traduirait par une augmentation (diminution) des coûts des régimes de retraite à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés ¹	Régimes de retraite complémentaires ¹	Avantages complémentaires de retraite ¹
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(37)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	37	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(62)	(1)	(7)
Diminution de 0,25 %	65	1	13
Inflation ²			
Augmentation de 0,25 %	119	2	2
Diminution de 0,25 %	(112)	(1)	(1)
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	26	4	2
Diminution de 0,25 %	(26)	(3)	(1)
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	81
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(34)

s. o. – changement d'hypothèse sans objet.

¹ Sauf l'incidence des comptes réglementaires.

² Avec une variation correspondante de l'hypothèse de l'augmentation des salaires.

Obligations liées au déclassement d'immobilisations

OPG constate des obligations liées au déclassement d'immobilisations corporelles relativement à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, actualisées pour tenir compte de la valeur temporelle de l'argent. OPG estime le montant et le calendrier des décaissements futurs liés à ces activités en fonction des plans d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires. Elles se composent des coûts prévus à engager jusqu'à la date de fin des activités et de fermeture des centrales nucléaires, thermiques et solaires et d'autres installations, et par la suite. Des coûts devraient être engagés pour des activités comme la préparation à l'arrêt sécuritaire et pour l'arrêt sécuritaire des centrales, le démantèlement, la démolition et l'évacuation des installations et du matériel, la décontamination et la réfection des sites et la gestion courante et à long terme du combustible nucléaire irradié et des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité. Les passifs liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié représentent la plus grande part de l'obligation totale.

Le passif lié au déclassement de centrales nucléaires représente les coûts estimatifs qu'il faudra engager pour le déclassement des centrales nucléaires à la fin de leur durée de vie utile, ce qui consiste à préparer la centrale à l'état de stockage sécuritaire et à la mettre en état de stockage sécuritaire pendant une période de fermeture sécuritaire de 30 ans avant son démantèlement et la remise en état du site. Les activités liées à la mise en état de stockage sécuritaire des centrales comprennent le déchargement du combustible et l'assèchement des réacteurs nucléaires. OPG est responsable des activités de gestion des déchets nucléaires et de déclassement des installations aux centrales nucléaires Bruce, ce qui comprend les coûts associés aux obligations liées au le déclassement d'immobilisations. Aux termes du contrat de location, Bruce Power doit rendre à OPG les deux centrales nucléaires Bruce, en même temps, asséchées et déchargées. Par conséquent, les coûts liés au déchargement et à l'assèchement du combustible ne font pas partie des obligations d'OPG liées au déclassement d'immobilisations.

Les coûts de la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité sur leur cycle de vie comprennent les coûts du traitement et du stockage de ces matières pendant et après l'exploitation des centrales nucléaires ainsi que les coûts de leur gestion définitive à long terme. Les hypothèses utilisées pour établir l'obligation à l'égard de ces coûts comptabilisés dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2021 comprennent une hypothèse de stratégie de cession conceptuelle à long terme, laquelle continuera de s'appuyer sur le processus d'OPG en cours visant à explorer des solutions alternatives pour la gestion à long terme sécuritaire des déchets de faible activité et de moyenne activité par suite de la décision prise par la Société d'annuler la proposition de dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité à Kincardine, en Ontario. OPG a respecté son engagement à ne pas aller de l'avant avec le projet sans le soutien de la Nation Ojibway Saugeen (Nation Ojibway), après que des membres de la Nation Ojibway ont voté, au début de 2020, contre le soutien au projet. OPG continuera d'évaluer les hypothèses et les estimations sous-jacentes en fonction de l'information disponible, y compris les développements liés à l'examen en cours de la politique canadienne en matière de déchets radioactifs annoncée par le gouvernement fédéral et l'élaboration d'une stratégie intégrée pour la gestion à long terme des déchets radioactifs au Canada.

Pour estimer le passif au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié, OPG a adopté une approche conforme à la méthode de gestion adaptative progressive approuvée par le gouvernement du Canada. La SGDN est responsable de la conception et de la mise en œuvre du programme canadien de gestion à long terme du combustible nucléaire irradié.

Les coûts suivants sont comptabilisés à titre de passif dans les bilans consolidés d'OPG :

- La valeur actuelle des coûts de déclassement des installations nucléaires, thermiques et solaires et d'autres installations après la fin de leur durée de vie utile
- La valeur actuelle de la partie coût fixe des programmes de gestion des déchets nucléaires requis, d'après le volume total du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité qui devraient être générés sur la durée de vie estimative des centrales
- La valeur actuelle de la partie coût variable des programmes de gestion des déchets nucléaires, compte tenu des volumes de matières générés à ce jour

Diverses hypothèses importantes utilisées pour le calcul des charges à payer comportent une incertitude inhérente et nécessitent l'exercice de jugement. Les hypothèses importantes sur plusieurs facteurs techniques et opérationnels utilisés pour le calcul des charges à payer font l'objet d'examen périodiques. Toute modification de ces hypothèses, y compris les hypothèses relatives aux programmes, à la construction d'installations d'évacuation, aux dates de fin de vie des centrales, aux méthodes d'évacuation, aux indicateurs financiers, à la stratégie de déclassement et aux technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer. Compte tenu de la durée à long terme de ces programmes et de l'évolution de la technologie utilisée dans le traitement des sous-produits nucléaires, il existe beaucoup d'incertitude inhérente quant à la mesure des coûts de ces programmes, y compris des facteurs indépendants de la volonté de la Société, qui peuvent augmenter ou diminuer de façon importante avec le temps.

Les estimations des passifs nucléaires sont revues continuellement dans le cadre du programme global de gestion des déchets nucléaires. Une réévaluation complète de toutes les hypothèses sous-jacentes et de toutes les estimations des coûts de base est effectuée périodiquement, au moins tous les cinq ans, en phase avec le processus de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA. Toute variation des passifs nucléaires en raison de nouvelles hypothèses ou estimations ayant une incidence sur le montant ou le calendrier des flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs est enregistrée à titre d'ajustement des passifs. Une révision à la hausse des passifs nucléaires représente la valeur actuelle d'une augmentation nette des flux de trésorerie futurs non actualisés établie à partir d'un taux sans risque rajusté en fonction du crédit actuel. Une révision à la baisse des passifs nucléaires représente la valeur actuelle d'une diminution nette des flux de trésorerie futurs non actualisés établie à partir d'un taux d'actualisation moyen pondéré reflété dans le passif existant. La variation correspondante des coûts de mise hors service d'immobilisations est capitalisée dans la valeur comptable des immobilisations nucléaires en service.

La dernière mise à jour complète des estimations des coûts de base des passifs nucléaires a été effectuée en décembre 2021 et est incluse dans le plan de référence de 2022 en vertu de l'ONFA. Au 31 décembre 2021, la mise à jour a entraîné une diminution des passifs nucléaires d'environ 327 millions de dollars, qui a été établie à partir d'un taux d'actualisation moyen pondéré de 4,87 % reflété dans le passif existant. La diminution des passifs découle principalement de l'incidence d'une nouvelle hypothèse relative à la stratégie d'élimination conceptuelle à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité, contrebalancée en partie par la mise à jour des estimations liées au déclassement des centrales et la hausse des coûts de stockage provisoire des déchets de faible activité et de moyenne activité par suite de la décision d'annuler la proposition de dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité à Kincardine, en Ontario. Les taux d'augmentation des coûts utilisés afin de déterminer les flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs reflétés dans l'ajustement des passifs nucléaires au 31 décembre 2021 se situaient entre 2,0 % et 3,4 %.

Aux fins du calcul des passifs nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2021, il a été établi, selon les hypothèses comptables actuelles sur les fins de vie, que le déclassement des centrales nucléaires devrait avoir lieu au cours des 80 prochaines années environ.

Au 31 décembre 2021, les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actuelle s'établissaient à 23 115 millions de dollars (22 621 millions de dollars au 31 décembre 2020). Au 31 décembre 2021, les flux de trésorerie non actualisés à l'égard des dépenses devant être engagées par OPG au titre des passifs nucléaires en dollars de 2021 se présentaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2022	2023	2024	2025	2026	Par la suite	Total
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires ¹	501	507	557	1 004	872	42 301	45 742

¹ La majeure partie des dépenses devraient être remboursées par les Fonds distincts nucléaires établis par l'ONFA. Les cotisations exigées en vertu de l'ONFA, le cas échéant, ne figurent pas dans ces flux de trésorerie non actualisés.

Le passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires s'élevait à 300 millions de dollars au 31 décembre 2021 (326 millions de dollars au 31 décembre 2020). Ce passif représente principalement la valeur actuelle des coûts estimatifs de déclassement des centrales thermiques d'OPG au terme de leur durée de vie utile.

Aux fins d'évaluation du passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires, il est présumé que l'enlèvement des actifs thermiques se fera sur les 40 prochaines années. Le montant des flux de trésorerie estimatifs futurs non actualisés associés aux passifs liés à l'enlèvement d'actifs thermiques est d'environ 350 millions de dollars.

OPG n'a aucune obligation légale à l'égard du déclassement de ses installations hydroélectriques, et les coûts pour ce type d'installations ne peuvent pas faire l'objet d'une estimation raisonnable étant donné leur longue durée de vie utile. Compte tenu des efforts déployés pour la maintenance ou la reconstruction, il est présumé que les structures de contrôle des débits d'eau seront utilisées dans un avenir prévisible. Donc, OPG n'a constaté aucun passif lié au déclassement de ses installations hydroélectriques.

Évaluations à la juste valeur

La juste valeur est le prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction régulière conclue dans des conditions de concurrence normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. Les évaluations à la juste valeur sont nécessaires pour refléter les hypothèses que les intervenants du marché utiliseraient pour établir le prix d'un actif ou d'un passif en fonction des meilleures informations disponibles. Ces hypothèses comprennent les risques inhérents à une technique d'évaluation en particulier, comme un modèle d'évaluation, et les risques inhérents aux données utilisées dans le modèle.

La juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers pour lesquels les cours sur un marché actif sont disponibles, y compris les instruments dérivés cotés en Bourse et d'autres instruments financiers, est établie directement à partir de ces cours du marché.

Pour les instruments financiers pour lesquels il n'y a pas de cours de marché facilement disponibles, les justes valeurs sont estimées à l'aide de courbes de prix à terme tracées à partir de cours de marché ou de taux observables. L'estimation de la juste valeur peut comprendre l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation fondés, dans la mesure du possible, sur des hypothèses s'appuyant sur des cours ou des taux observables de marché en vigueur aux dates des bilans consolidés. C'est le cas des dérivés et titres négociés hors Bourse, qui comprennent les dérivés de produits énergétiques, les dérivés de change, les dérivés de swap de taux d'intérêt et les placements dans des fonds. D'autres placements dans des fonds divers sont évalués selon la valeur des parts établie par les administrateurs des fonds. La valeur des parts représente l'actif net sous-jacent évalué selon la juste valeur établie selon les cours de clôture. Les modèles d'évaluation utilisent des hypothèses générales et des données de marché et ne reflètent donc pas les risques spécifiques et d'autres facteurs qui toucheraient la juste valeur d'un instrument donné. Les méthodes employées pour calculer les rajustements de juste valeur sont examinées à intervalles réguliers afin de s'assurer qu'elles demeurent appropriées. Si la technique ou le modèle d'évaluation ne se fonde pas sur des données de marché observables, des techniques d'évaluation précises sont employées, fondées principalement sur des transactions récentes comparables, de l'information de référence comparable, l'écart cours acheteur / cours vendeur de transactions similaires, et d'autres données pertinentes.

L'utilisation d'instruments financiers par OPG expose la Société à certains risques, dont le risque de crédit, le risque de change et le risque de taux d'intérêt. La rubrique *Gestion des risques* présente une analyse de la manière dont OPG gère ces risques et d'autres risques.

GESTION DES RISQUES

Aperçu

OPG fait face à divers risques qui pourraient avoir une incidence significative sur ses impératifs d'affaires. La gestion des risques a pour but de déterminer, d'évaluer et d'atténuer les principaux risques et de préserver et d'accroître la valeur du placement de l'actionnaire dans la Société.

Le comité d'audit et des risques du conseil d'administration a pour mandat de s'acquitter des responsabilités de surveillance du conseil d'administration en ce qui concerne l'identification et la gestion des principaux risques d'affaires pour la Société. Le cadre de GRE d'OPG est conçu pour déterminer et évaluer les risques en tenant compte de leurs éventuelles répercussions sur les impératifs d'affaires et les objectifs des plans d'affaires de la Société. La Société a adopté des politiques, des procédures et des systèmes de gestion des risques en bonne et due forme afin d'identifier, d'évaluer et d'atténuer ses risques. La haute direction établit aussi des limites pour le risque de marché, le risque de crédit et les activités de négociation sur le marché de l'énergie de la Société.

Les principaux risques liés aux impératifs d'affaires d'OPG sont décrits brièvement ci-dessous. La direction est d'avis que ces risques pourraient avoir des répercussions importantes sur les activités, les revenus, le bénéfice net, les flux de trésorerie, les actifs et le capital de la Société. D'autres risques ou incertitudes, qui sont pour le moment inconnus ou qui ne sont pas encore jugés importants, pourraient aussi avoir une incidence défavorable sur le rendement futur ou la situation financière future de la Société.

Risques pouvant compromettre l'excellence opérationnelle

OPG est exposée à divers risques opérationnels associés à ses actifs, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur sa production, sa performance en matière de sécurité et ses résultats d'exploitation. Comme il est décrit ci-dessous, les risques opérationnels inhérents à une centrale touchent divers aspects comme la sécurité au travail, le recrutement, la fiabilité de l'équipement, la performance humaine, le changement climatique, les exigences réglementaires et la technologie.

Cybersécurité

Les activités d'OPG dépendent notamment d'une exploitation et d'une gestion efficaces, sécuritaires, attentives et résistantes des technologies de l'information et des systèmes d'exploitation complexes de la Société pour minimiser les cyberrisques. Les incidents de cybersécurité peuvent avoir une incidence sur la disponibilité et l'intégrité des systèmes d'information et la protection des renseignements personnels qu'ils contiennent. En outre, les incidents liés à la cybersécurité pourraient nuire à la production d'électricité, à la sécurité du public et des employés et à la réputation d'OPG.

Les incidents liés à la cybersécurité sont en hausse depuis plusieurs années partout dans le monde, et cette tendance devrait s'accroître à mesure que la dépendance aux technologies à l'échelle mondiale continue d'augmenter. OPG dispose d'un programme de cybersécurité assorti de politiques et stratégies lui permettant de se préparer à intervenir et à se remettre d'incidents liés à la cybersécurité le plus rapidement possible en vue de minimiser les effets sur l'exploitation et la sécurité. OPG surveille, évalue et améliore continuellement l'efficacité de ses stratégies et programmes en tenant compte des pratiques de pointe du secteur et en étant proactive dans le domaine du partage des renseignements afin d'élargir ses connaissances et de s'adapter à l'évolution du cyberspace. OPG procède également à des évaluations périodiques de son profil de cyberrisque et de l'efficacité des contrôles.

Les activités d'OPG en Ontario doivent être conformes aux normes de fiabilité qui s'appliquent aux éléments des réseaux de production-transport établis par la North American Electric Reliability Corporation et aux installations pertinentes des réseaux de production-transport établies par le Northeast Power Coordinating Council. Un sous-ensemble de ces normes établit les exigences en matière de fiabilité relativement à la cybersécurité. Les activités d'OPG aux États-Unis doivent être conformes aux exigences de cybersécurité applicables telles que définies par la FERC. En outre, les actifs informatiques liés aux activités nucléaires d'OPG sont assujettis aux modalités du régime de permis de la CCSN et à des exigences réglementaires. Pour les autres actifs électroniques qui ne sont pas assujettis aux exigences réglementaires applicables, OPG a adopté, afin de gérer les cyberrisques, une approche fondée sur les risques élaborée à partir du cadre de cybersécurité de la National Institute of Standards and Technology.

La Société a des politiques et des programmes en place pour la gestion des cyberrisques; ces programmes font l'objet d'un suivi par la direction et le conseil d'administration. Les programmes de cybersécurité d'OPG sont axés sur ce qui suit :

- La protection des actifs de la Société contre les cyberattaques et la protection des renseignements sensibles
- L'amélioration de la protection contre les cyberattaques et de la capacité de détection, d'intervention et de reprise des activités en vue d'atténuer l'incidence des cyberévénements défavorables
- L'adoption de pratiques de pointe du secteur pour réduire les cyberrisques liés aux tiers en intégrant des obligations de cybersécurité dans les ententes commerciales, ainsi qu'en améliorant la gouvernance

	<ul style="list-style-type: none">• La sensibilisation et la formation accrues en matière de cybersécurité de la main-d'œuvre• L'intégration de la sécurité dès la conception à l'échelle de la Société afin d'évaluer et de gérer les cyberrisques
Condition des actifs et variabilité de la production	<p>L'incertitude associée à la production d'électricité par les centrales d'OPG découle principalement de l'état des composantes et des systèmes des centrales, qui subissent les effets du vieillissement, ainsi que de la façon d'exploiter ces unités. Pour répondre aux besoins du réseau d'électricité de façon sécuritaire, la capacité nominale d'une unité peut être réduite, ce qui donne lieu à une baisse de la production. Les principales conséquences possibles de ces risques comprennent une augmentation des exigences en matière de sécurité, une production électrique et des revenus inférieurs aux prévisions, et une hausse des coûts d'exploitation ou des coûts en capital supérieure aux prévisions. Afin d'atténuer ce risque, OPG continue :</p> <ul style="list-style-type: none">• d'apporter des améliorations au programme de gestion des actifs;• de surveiller la performance et de mettre en œuvre des programmes d'inspection et de maintenance;• de recenser les travaux qui seront nécessaires au maintien et, le cas échéant, à la mise à niveau de l'équipement des centrales;• d'entreprendre les projets nécessaires pour mener ses activités de façon fiable et selon les paramètres de conception et d'exploitation. <p>Sur la base des résultats d'une inspection planifiée de l'unité 3 de la centrale Darlington au deuxième semestre de 2021, il a été déterminé que les principaux séparateurs-déshumidificateurs (une composante des générateurs de vapeur) devront être remplacés. Par la suite, des conditions similaires ont été détectées pendant une interruption planifiée à l'unité 4 de la centrale Darlington. Un projet visant le remplacement des principaux séparateurs-déshumidificateurs à l'unité 3 devrait être réalisé pendant une interruption aux fins de la réfection en 2022, ce qui facilitera l'exécution efficace des travaux. Dans le cadre de ce nouveau projet d'OPG, il existe un risque que les travaux durent plus longtemps que prévu, ce qui pourrait donner lieu à une baisse de la production d'électricité. Pour faire face à ce risque, OPG mène des activités de planification et de préparation et prendra en compte les leçons apprises dans le cadre des travaux pour l'unité 3 aux fins des remplacements qui auront lieu dans les autres unités, au besoin.</p>
Pandémie de COVID-19	<p>La Société continue de suivre l'évolution de la pandémie de COVID-19 et d'en atténuer les risques pour la santé et la sécurité de ses employés, ses activités et ses projets. Des incertitudes importantes demeurent quant à l'évolution de la pandémie, notamment quant aux conséquences possibles des mutations du virus, au taux de transmission dans les collectivités où OPG exerce ses activités et à la disponibilité et à la distribution continues des vaccins. L'éventail des risques liés à la pandémie comprend, sans s'y limiter, les risques liés à la santé et la sécurité des employés et la perturbation des chaînes d'approvisionnement. En outre, la pandémie de COVID-19 pourrait continuer de se répercuter sur le coût et la disponibilité du matériel et des autres composants achetés pour les activités et les projets, comme en témoignent les récentes tendances inflationnistes en Amérique du Nord.</p> <p>Dans la mesure du possible, OPG a pris les mesures nécessaires pour atténuer les risques que pose la pandémie pour ses employés, tout en soutenant l'exploitation sécuritaire et fiable des centrales. Outre la mise en place de mesures de sécurité accrues, OPG a instauré un centre de gestion et de communication en temps de crise et créé une équipe d'intervention en cas de maladies infectieuses. La fonction principale du centre de gestion des communications en temps de crise est d'élaborer une réponse stratégique pour l'ensemble</p>

de l'entreprise à une situation urgente, d'en faire la supervision et de coordonner les communications de l'entreprise à cet égard. Le rôle de l'équipe d'intervention en cas de maladies infectieuses est de soutenir l'évaluation des risques et de faire des recommandations de mesures d'atténuation dans le cas d'une maladie infectieuse.

En octobre 2021, OPG a adopté une norme de vaccination à l'échelle de l'entreprise pour tous ses employés et ses entrepreneurs. OPG s'engage à créer un environnement de travail sécuritaire et s'attend à ce que ses employés et ses entrepreneurs soient pleinement vaccinés contre la COVID-19. Les employés et entrepreneurs d'OPG qui ne fournissent pas une preuve de vaccination doivent respecter d'autres mesures de précaution sanitaire, y compris l'exigence de se soumettre régulièrement à des tests de dépistage. OPG continuera de surveiller et, au besoin, d'ajuster les stratégies visant à réduire au minimum l'incidence de la pandémie sur l'organisation, y compris l'amélioration des plans de continuité des activités au moyen de l'expérience acquise à ce jour.

Les coûts d'exploitation et la perte de revenus additionnels liés à la pandémie n'ont pas eu d'incidence importante sur les résultats financiers de la Société depuis la première éclosion du virus au premier trimestre de 2020.

Risques
géopolitiques –
Conflit international

En février 2022, la Russie a entrepris l'invasion militaire de l'Ukraine, laquelle a été largement condamnée par les pays occidentaux. Divers pays, y compris les États-Unis, le Canada et le Royaume-Uni, ainsi que l'Union européenne, ont réagi en imposant diverses sanctions à la Russie et en offrant leur aide à l'Ukraine. L'invasion pourrait être à l'origine d'une guerre importante sur le continent européen.

L'incidence directe du conflit se limite surtout, pour le moment, à l'Europe de l'Est, et il n'est pas encore possible de déterminer avec certitude quelle incidence ces mesures auront à l'échelle mondiale. L'invasion pourrait avoir une incidence sur OPG, car l'économie et les marchés financiers à l'échelle mondiale pourraient être aux prises avec une plus grande volatilité, y compris une accélération de l'inflation, notamment en ce qui a trait aux produits de base comme le pétrole et le gaz. Le conflit pourrait perturber davantage la chaîne d'approvisionnement et donner lieu à des cyberattaques ciblant des nations occidentales, y compris des infrastructures. OPG continue de surveiller l'évolution de la situation et d'élaborer des mesures d'atténuation des risques, y compris la surveillance des cybermenaces et la gestion continue de la chaîne d'approvisionnement de la Société.

Chaîne
d'approvisionnement

La capacité d'OPG de mener ses activités de manière efficace dépend en partie de son accès en temps opportun à des fournisseurs d'équipement, de matériel et de services. La perte de fournisseurs clés, tout particulièrement pour la production nucléaire, et les risques liés aux fournisseurs pourraient avoir une incidence sur les activités d'OPG et sur la réalisation d'importants programmes d'investissement. OPG atténue ces risques dans la mesure du possible par la négociation de contrats et de modalités, par une surveillance et une diversification de ses fournisseurs, et par des plans de continuité des activités. OPG précise également quelles sont les composantes clés dont l'approvisionnement requiert beaucoup de temps et qu'il faut commander en temps opportun.

OPG est également exposée à des risques liés aux pressions inflationnistes sur les coûts et à la disponibilité des matériaux, du fait surtout des perturbations de la chaîne d'approvisionnement causées par les mesures de confinement imposées à l'échelle mondiale par suite de la pandémie de COVID-19. OPG gère ces risques dans la mesure du possible au moyen de l'achat anticipé de matériaux à longs délais, de la négociation des modalités contractuelles avec les fournisseurs aux fins des nouveaux achats et de la surveillance des fluctuations des coûts des matériaux.

Fin de vie des actifs de production Des dommages importants aux composantes et aux systèmes des centrales, ou une détérioration de ceux-ci, pourraient accélérer la fin de vie des actifs de production. Le déclassement plus tôt que prévu d'une unité ou d'une centrale pourrait entraîner une diminution des revenus de production et des flux de trésorerie futurs d'OPG, et devancer les coûts liés à la fermeture et au déclassement de la centrale, et mener à des réductions de la main-d'œuvre.

Les risques inhérents à la poursuite des activités commerciales d'une centrale ou d'une unité en fin de vie prévue comprennent la découverte de conditions imprévues, des pannes de matériel, un taux de dégradation de composantes clés d'une centrale et la nécessité de modifications importantes à la centrale. Pour atténuer ces risques, pour les activités nucléaires, OPG adopte des mesures recommandées à l'issue d'évaluations techniques réalisées dans le cadre du programme de travaux réalisés pendant l'interruption de chaque centrale. OPG intègre également ces mesures dans son programme exhaustif d'inspection et d'entretien, dans le cadre des plans de gestion du cycle de vie de la centrale. Pour les activités autres que nucléaires, OPG suit un rigoureux programme de gestion d'actifs et de maintenance afin d'assurer la continuité des activités des actifs hydroélectriques, thermiques et solaires.

Capital humain La formation de nouveaux leaders et le recrutement et le maintien d'employés qualifiés dans les postes essentiels sont des facteurs déterminants du succès d'OPG. OPG continue d'être exposée au risque associé à la disponibilité de ressources compétentes et expérimentées dans des secteurs spécifiques, y compris à des postes d'ingénierie, d'exploitation, de leadership et de gestion de projets.

Afin d'atténuer ce risque, OPG utilise des stratégies de planification de la main-d'œuvre et de recrutement pour s'assurer de disposer d'une main-d'œuvre diversifiée possédant les compétences nécessaires pour une exploitation sûre et efficace des centrales et une bonne exécution des grands projets et des stratégies de croissance et de transformation. Les mesures d'atténuation des risques comprennent la planification de la relève, les stratégies de recrutement et de maintien en poste d'employés de talent et les programmes de gestion du savoir requis pour s'assurer que la main-d'œuvre est hautement qualifiée. OPG prévoit continuer à répondre à ses besoins en ressources humaines en perfectionnant ses employés actuels et en embauchant du personnel dans des secteurs précis, tout en misant sur l'attrition pour réaménager du travail et simplifier des processus, au besoin. Ces stratégies tiennent compte des changements prévus dans les besoins en personnel avant et après la fin de l'exploitation commerciale de la centrale Pickering, qui devrait entraîner une réduction de l'effectif de la Société. OPG continue d'élaborer et d'évaluer des stratégies qui pourraient atténuer l'incidence de cette future restructuration. En vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, les coûts engagés par OPG en lien avec la réduction de la main-d'œuvre à la fin de l'exploitation commerciale de la centrale Pickering seront comptabilisés dans un compte de report autorisé aux fins de recouvrement futur à même les tarifs réglementés, sous réserve de l'examen du critère de prudence par la CEO.

Des contraintes législatives liées à la rémunération continuent de présenter des défis pour la capacité d'OPG d'attirer et de maintenir en poste les gens de talent requis. Ces contraintes comprennent le *Cadre de rémunération*, le *Règlement de l'Ontario 406/18* en vertu de la *Loi de 2014 sur la rémunération des cadres du secteur parapublic, 2014*, qui impose un gel du salaire de base de dirigeants désignés dans le secteur parapublic de l'Ontario, la *Loi visant à préserver la viabilité du secteur public pour les générations futures, 2019*, qui limite à 1 % l'augmentation annuelle maximale des salaires et de la rémunération totale pour les

employés syndiqués et les employés non syndiqués du secteur public de l'Ontario, y compris OGP, sur une période de trois ans, sous réserve de certaines exceptions.

Relations de travail Au 31 décembre 2021, environ 86 % des employés à temps plein d'OPG étaient représentés par un syndicat. C'est pourquoi il existe un risque de conflits de travail inhérent aux activités de la Société. Il existe aussi un risque que le renouvellement d'une convention collective à venir puisse comprendre des modalités qui auront une incidence défavorable sur les coûts et la capacité d'OPG à gérer ses activités de manière efficace.

La convention collective entre PWU et OPG vient à échéance le 31 mars 2022. Si les parties n'arrivent pas à s'entendre sur le renouvellement de la convention collective, les modalités de la convention collective autorisent la grève ou le lock-out des employés représentés par PWU.

La convention collective entre Society et OPG vient à échéance le 31 décembre 2023 et interdit la grève ou le lock-out des employés représentés par Society. Si les parties n'arrivent pas à s'entendre sur le renouvellement de la convention collective, les modalités du renouvellement de la convention collective seront établies dans le cadre d'un processus de médiation ou d'arbitrage.

Santé et sécurité Les activités d'OPG comportent divers risques de sécurité au travail qui lui sont propres et qui pourraient nuire à l'atteinte des objectifs de la Société touchant la santé et la sécurité. OPG est résolue à s'améliorer continuellement et à atteindre son objectif ultime de zéro blessure en appliquant un système de gestion de la sécurité et en continuant de favoriser une solide culture en matière de santé et de sécurité parmi les employés et les entrepreneurs. Le système de gestion de la sécurité permet à la Société de gérer de manière proactive les risques liés à la sécurité et l'exposition des employés et des entrepreneurs aux risques. La Société travaille aussi avec des tiers stratégiques pour la comparaison et l'audit du système. Elle veille ainsi à ce que son système de gestion de la sécurité donne les résultats escomptés et tire parti au maximum de la possibilité d'intégrer des améliorations au programme.

Sous-produits nucléaires Il n'existe actuellement aucune installation autorisée au Canada pour l'élimination permanente du combustible nucléaire irradié ou des déchets nucléaires de faible et de moyenne activité. À défaut d'un site d'élimination permanent, ces matières sont stockées dans des emplacements temporaires. Pour réduire au minimum l'empreinte environnementale des déchets radioactifs de faible activité et de moyenne activité qui doivent être éliminés à long terme, OPG met en œuvre des stratégies améliorées de réduction et de traitement. Le stockage provisoire du combustible nucléaire irradié et des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité fait l'objet d'une supervision et d'un suivi rigoureux de la part d'OPG.

OPG évalue les solutions de gestion sécuritaire à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité, qui devrait reposer sur l'examen en cours par le gouvernement fédéral de la Politique-cadre en matière de déchets radioactifs du Canada et sur l'élaboration d'une stratégie intégrée de gestion à long terme des déchets irradiés au Canada. Pour le combustible nucléaire irradié, la SGDN a élaboré un processus visant l'adoption de l'approche de gestion adaptative progressive comme solution à long terme pour la gestion du combustible nucléaire irradié au Canada. Le plan de gestion adaptative progressive prévoit l'élimination éventuelle permanente à long terme du combustible nucléaire irradié dans un dépôt géologique en profondeur. La SGDN entreprend actuellement un processus de choix de sites relativement à ce dépôt géologique en profondeur, processus qu'elle prévoit compléter d'ici 2023.

Changements climatiques et phénomènes météorologiques extrêmes	<p>Au cours des dernières années, l'Ontario et d'autres régions d'Amérique du Nord où OPG mène ses activités ont observé une augmentation des événements attribuables aux changements climatiques et des phénomènes météorologiques extrêmes, comme de graves inondations durant la crue printanière et de bas niveaux des cours d'eau à la fin de l'été. Ces phénomènes peuvent avoir une incidence sur les activités d'OPG et l'état du portefeuille de centrales. Pour réduire les risques que posent les phénomènes météorologiques extrêmes, OPG suit le développement de la science du climat et des pratiques d'adaptation, et collabore avec les parties prenantes pour définir les besoins d'adaptation au moyen d'analyses et en cherchant à mieux comprendre les répercussions des changements climatiques sur les bassins hydrologiques, sur les actifs, sur les activités et sur le marché de l'électricité. OPG travaille également avec les différents gouvernements au Canada, les collectivités locales et l'industrie à des initiatives d'adaptation aux changements climatiques dans le but d'augmenter la résilience des infrastructures du secteur de l'électricité et d'autres infrastructures importantes. Les programmes de résilience visant à protéger les actifs d'OPG contre les phénomènes météorologiques extrêmes demeurent en place et sont intégrés au plan en matière de changements climatiques de la Société.</p> <p>Les risques et occasions liés à la loi sur les changements climatiques sont présentés aux rubriques <i>Risques liés au maintien de la vigueur financière – Modifications aux lois et aux règlements</i>. Pour en apprendre davantage sur les mesures prises par OPG face aux conséquences des changements climatiques, se reporter à la rubrique <i>Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable</i>.</p>
Environnement	<p>Les activités et les centrales d'OPG sont assujetties à des obligations de conformité environnementale dans les territoires où elles exercent leurs activités. Ces obligations concernent la protection des terres, de l'eau, de l'air, des organismes vivants et des systèmes naturels. Le défaut de se conformer aux lois et règlements environnementaux applicables, notamment la violation des limites réglementaires à l'égard des émissions, pourrait donner lieu à des mesures coercitives, à des mesures de remise en état ou à la restriction des activités. Des changements aux obligations de conformité peuvent donner lieu à de nouvelles exigences et à une hausse des coûts. OPG compte sur un système de gestion environnementale certifié ISO 14001 pour gérer ses responsabilités environnementales en Ontario. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique <i>Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable</i>.</p>
Production hydroélectrique	<p>Les centrales hydroélectriques d'OPG sont exposées aux risques associés aux conditions de débits d'eau et de production de base excédentaire en Ontario.</p> <p>La mesure dans laquelle OPG peut exploiter ses centrales hydroélectriques dépend de la disponibilité de l'eau. Les importantes variations des conditions météorologiques, y compris l'incidence des changements climatiques et les conditions extrêmes qui en découlent, peuvent avoir une incidence sur les débits d'eau. Les changements à long terme dans les tendances de précipitations, la quantité, la température de l'eau et la température de l'air ambiant peuvent avoir une incidence sur la disponibilité de l'eau et, par conséquent, sur la production d'électricité des centrales hydroélectriques d'OPG. Pour ce qui est de la production hydroélectrique réglementée d'OPG, l'incidence financière des variations de la production hydroélectrique attribuables aux écarts entre les conditions hydrologiques prévues qui sous-tendent les tarifs de base réglementés de l'hydroélectricité et les conditions hydrologiques réelles est comptabilisée dans un compte réglementaire approuvé par la CEO.</p> <p>La production de base excédentaire est toujours observée en Ontario quand l'offre d'électricité est supérieure à la demande. Pour gérer cette situation, la SIERE pourrait forcer</p>

OPG à réduire la production hydroélectrique. Un compte réglementaire autorisé par la CEO permet d'atténuer l'incidence financière de la perte de production d'électricité dans des conditions de production de base excédentaire des centrales hydroélectriques réglementées d'OPG en Ontario. En fonction de la variabilité des débits d'eau pouvant contribuer aux fluctuations à court terme de la production de base excédentaire, la Société prévoit une tendance à la baisse des conditions de production de base excédentaire en raison de la disponibilité réduite de l'énergie nucléaire dans la province découlant de la réfection des unités de la centrale Darlington, de la réfection des centrales Bruce et de la fin des activités commerciales de la centrale Pickering.

Conformité
réglementaire

OPG est assujettie à un grand nombre de lois et de règlements publiés par différentes entités dans les territoires où elle mène ses activités, dont la CCSN, la CEO, la SIERE et la FERC.

L'incertitude associée à la conformité à la réglementation nucléaire est liée surtout au vieillissement des centrales, aux modifications des codes techniques et aux désaccords exprimés par certaines personnes lors d'audiences réglementaires, particulièrement en ce qui a trait à la sécurité, à l'environnement et aux mesures d'urgence. La conformité à ces exigences pourrait ajouter des coûts différentiels aux coûts d'exploitation, notamment pour le remplacement ou la modification de composantes ou pour de nouvelles exigences liées à la gestion des sous-produits nucléaires. Dans certains cas, des exigences additionnelles découlant de changements dans l'interprétation de règlements techniques ou de nouvelles situations pourraient donner lieu à un effort accru de la part de la Société.

L'exploitation de la majorité des centrales hydroélectriques d'OPG aux États-Unis est autorisée par la FERC, ce qui comprend l'émission de permis pour des centrales plus grandes dont la durée varie entre 30 et 50 ans. Plusieurs centrales d'OPG sont à différentes étapes du renouvellement de leur permis. Il existe un risque qu'à l'émission d'un nouveau permis, la FERC imposera de nouvelles conditions qui vont restreindre les activités ou exiger des dépenses supplémentaires environnementales, récréatives ou liées d'autres infrastructures des centrales.

Les risques liés aux autres organismes de réglementation sont présentés à la rubrique *Risques liés au maintien de la vigueur financière – Réglementation des tarifs, Marché de l'électricité et Modifications aux lois et aux règlements*.

Poursuite des
activités et gestion
des situations
d'urgence

OPG peut être exposée à des catastrophes naturelles, des aléas technologiques ou des accidents d'origine humaine, y compris à des événements importants pour lesquels elle ne serait pas pleinement assurée ou indemnisée. Ces risques pourraient causer l'interruption des activités, ce qui pourrait entraîner une baisse des revenus de production ou des coûts additionnels liés à la réparation des dommages et au rétablissement des activités.

Le programme de continuité des activités d'OPG fournit un cadre qui rend les processus opérationnels essentiels résilients, afin d'assurer la continuité des fonctions essentielles de la Société. Les programmes de gestion des situations d'urgence d'OPG veillent à ce que la Société résolve les situations d'urgence efficacement en temps opportun. Le programme d'OPG et les procédures permettent de mettre en œuvre immédiatement les mesures nécessaires pour protéger la santé et la sécurité des travailleurs et du public et contenir l'incidence de l'événement sur la sécurité du site, la capacité de production et l'environnement. Les éléments du programme sont conçus pour répondre aux exigences juridiques et réglementaires ou les excéder.

OPG surveille et évalue régulièrement les événements qui se produisent à l'échelle mondiale, comme les événements géopolitiques émergents, les catastrophes naturelles et les pandémies, et prépare des mesures d'urgence au cas où ces événements auraient des

répercussions sur les activités, les employés, les clients et les parties prenantes d'OPG. Les plans de continuité des activités d'OPG demeurent en place et continuent de soutenir les activités courantes et les projets clés durant la pandémie de COVID-19.

Risques pouvant compromettre l'excellence des projets

Société hautement capitalistique, OPG entreprend un vaste éventail de projets qui nécessitent des investissements importants. OPG pourrait subir certaines conséquences si elle se révélait incapable d'obtenir les approbations nécessaires pour les projets, de gérer efficacement ces projets dans le respect de l'échéancier et du budget, ou de recouvrer en entier les coûts du projet et de dégager un rendement financier adéquat. Les projets peuvent également avoir une incidence sur la capacité d'emprunt et la note de crédit d'OPG. OPG atténue les risques associés à la réalisation de projets au moyen d'une méthode évolutive de gestion de projets applicable aux projets dans l'ensemble de la Société. Les risques associés à certains des principaux projets en cours d'OPG sont décrits ci-après.

Réfection de la centrale Darlington OPG est exposée à un risque financier et à un risque de réputation découlant de la possibilité que les coûts réels des travaux de réfection de la centrale Darlington dépassent le budget ou qu'OPG ne respecte pas le calendrier des travaux, le recouvrement des coûts du projet en sus du budget de 12,8 milliards de dollars étant assujéti à un examen du critère de prudence par la CEO. En outre, si les objectifs du projet n'étaient pas atteints, il pourrait en résulter des interruptions forcées futures et des interruptions planifiées plus complexes, ce qui pourrait avoir une incidence sur le rendement ou la durée de vie utile des unités après leur réfection. OPG a recours à un programme misant sur l'expérience acquise lors de la réfection de l'unité 2 de la centrale Darlington et de la réfection en cours de l'unité 3 en vue de son application pour la réfection des unités subséquentes.

OPG mise sur des pratiques de gestion des risques solides pour gérer certains risques liés au projet de réfection de la centrale Darlington, y compris :

- la disponibilité des techniciens spécialisés pour les unités subséquentes;
- le rendement des fournisseurs;
- l'interruption attribuable à la pandémie de COVID-19.

Une grande partie des travaux de réfection de la centrale Darlington est réalisée par des sous-traitants et des fournisseurs, notamment des fournisseurs de services retenus pour concevoir, fournir et construire les composantes du projet. Le nombre de fournisseurs qualifiés pour du travail lié au nucléaire est limité. Qu'ils soient engagés individuellement ou dans le cadre d'un partenariat de coentreprise avec d'autres fournisseurs, la capacité de ces fournisseurs à respecter les échéances de leur contrat tout au long du projet pourrait avoir une incidence sur la performance du projet. Les mesures d'atténuation d'OPG à l'égard de ce risque consistent notamment à s'assurer que les fournisseurs ont mis en place une organisation de la gestion assortie de stratégies appropriées, y compris une planification de la relève efficace, de manière à assurer la réalisation de l'étendue de leurs travaux malgré tout changement interne ou externe quant à la durée de vie du projet.

Pour en savoir plus sur le risque lié à la disponibilité de gens de métier compétents pour la réfection des unités subséquentes, se reporter à la rubrique ci-dessous intitulée *Disponibilité des gens de métier*.

Disponibilité des gens de métier La concurrence entre des projets d'immobilisations et d'infrastructures en Ontario et dans l'ensemble du Canada peut limiter la disponibilité des gens de métier clés pour travailler aux projets d'OPG, y compris le projet de réfection de la centrale Darlington. OPG court le risque que les gens de métier compétents choisissent de travailler à d'autres projets que les siens, ce qui minerait la capacité de la Société à achever ses projets selon l'échéancier. OPG atténue ce risque en surveillant activement l'offre et la demande de gens de métier clés, collabore avec des

organisations concurrentes, telles que Bruce Power, afin de renforcer la capacité de l'offre actuelle en coordonnant le calendrier des travaux, le cas échéant, en créant de nouvelles sources d'approvisionnement au moyen de partenariats avec d'autres organisations, syndicats et établissements d'enseignement et en mettant en œuvre des stratégies de maintien des ressources.

Petits réacteurs modulaires En décembre 2021, OPG a annoncé qu'elle travaillerait en collaboration avec GEH pour mener les activités préalables requises à la construction du premier petit réacteur modulaire pour l'ensemble du réseau commercial, sur le site du NPND. Les plans d'OPG visant à déployer la première technologie de réacteur modulaire du genre comportent des risques.

Les risques liés au déploiement du petit réacteur modulaire comprennent les incertitudes à l'égard de l'obtention des approbations réglementaires de la nouvelle technologie nucléaire, des coûts et du calendrier du projet de déploiement de la première technologie du genre, de la possibilité que les collectivités autochtones s'opposent au projet, et de l'acceptation par le public de sous-produits nucléaires additionnels. Les stratégies d'atténuation des risques comprennent la planification et la surveillance robustes du projet, et l'achèvement de la conception technique par GEH sous la supervision d'OPG; et la participation importante des collectivités autochtones et des parties prenantes. Le *Règlement de l'Ontario 53/05* prescrit qu'un petit réacteur modulaire soit déployé sur le site du NPND à titre de centrale réglementée par la CEO et prévoit le recouvrement des coûts de planification, de préparation et de construction connexes, sous réserve d'un examen du critère de prudence.

Risques liés au maintien de la vigueur financière

Les risques liés aux lois, à la réglementation des tarifs, aux marchés des capitaux et aux obligations à long terme pourraient entraver de façon significative le rendement financier d'OPG. En outre, la Société est exposée aux risques comme les variations des prix du marché de l'électricité, le renouvellement des contrats d'approvisionnement en énergie et les différences dans la valeur économique réalisée dans des acquisitions ou d'autres investissements.

Modifications aux lois et aux règlements Les activités de base et la stratégie d'OPG peuvent être touchées par des modifications aux lois et aux règlements dans les territoires où la Société mène ses activités. Les questions soumises à la réglementation comprennent, entre autres, la réglementation des tarifs, les activités de production d'électricité, la gestion des déchets nucléaires et le déclassement de centrales nucléaires, le marché de l'électricité, l'environnement et la fiscalité. Les organismes de réglementation peuvent modifier la réglementation ou les règles, ou en adopter de nouvelles, qui feraient en sorte d'augmenter les coûts d'OPG, de diminuer les revenus d'OPG, ou de limiter la capacité de la Société à recouvrer les coûts appropriés et à obtenir un rendement approprié sur ses investissements en actifs.

Pour atténuer les risques liés à la législation, lorsque cela est possible, OPG fait un suivi des activités de tous les paliers de gouvernement afin de déterminer si les lois futures auront une incidence sur la Société et intervient s'il y a lieu.

En 2019, le projet de loi visant à modifier la *Loi sur les pêches* afin de mieux protéger les poissons et leur habitat a été sanctionné et adopté au Canada. Il y a un risque que le fait de renforcer les dispositions en matière de protection des poissons et de leur habitat en vertu de la *Loi sur les pêches* puisse avoir une incidence sur les activités hydroélectriques d'OPG. Pour atténuer ce risque, OPG et ses partenaires de l'industrie collaborent avec Pêches et Océans Canada en vue de développer les codes, politiques et procédures qui détermineront la façon dont le régime sera administré. OPG élabore également une stratégie en matière de conformité.

Le plan en matière de changements climatiques du Canada vise à atteindre la carboneutralité d'ici 2050. En juin 2021, le gouvernement fédéral a adopté une loi en vertu de laquelle il s'engage à

atteindre cet objectif. Cette loi contraint le gouvernement à fixer des objectifs nationaux provisoires de réduction des émissions et des plans crédibles et fondés sur des données scientifiques pour atteindre ces objectifs. En décembre 2021, le gouvernement fédéral a annoncé son objectif de doter le Canada d'un réseau d'électricité à zéro émission nette d'ici 2035. Dans le cadre de son plan en matière de changements climatiques, OPG s'est fixé comme objectif de devenir une entreprise carboneutre et un catalyseur pour l'économie des marchés cherchant à atteindre la cible de zéro émission nette, lesquels sont conformes à l'objectif du Canada d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050. La Société continuera de participer à l'élaboration des plans du gouvernement fédéral afin d'accélérer la décarbonation et adaptera son plan en matière de changements climatiques en tenant compte de l'évolution des politiques, le cas échéant.

Pour en apprendre davantage sur les obligations de conformité d'OPG en matière de GES et sur sa réponse aux changements climatiques, se reporter à la rubrique *Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable*.

Réglementation des tarifs

Il existe un risque que les tarifs réglementés établis par la CEO ne permettent pas de recouvrer intégralement les coûts réels engagés au titre des activités à tarifs réglementés d'OPG ou empêchent les activités à tarifs réglementés de générer un rendement fondé sur les résultats réels, ce qui nuirait aux bénéfices et aux flux de trésorerie d'exploitation de la Société. Il pourrait survenir si :

- lorsqu'elle fixe les tarifs réglementés, la CEO apporte des ajustements aux prévisions présentées par OPG ou interdit le recouvrement des coûts en capital engagés;
- OPG n'arrivait pas à réaliser d'autres réductions de coûts pour satisfaire aux facteurs de productivité supplémentaire approuvés par la CEO inclus dans les tarifs réglementés établis selon une tarification fondée sur une réglementation incitative;
- la production et les coûts réels diffèrent considérablement des prévisions approuvées par la CEO, en raison de facteurs tels que les interruptions non planifiées ou les risques liés à la réalisation de projets.

Il existe également une incertitude associée aux résultats des demandes visant le recouvrement ou le remboursement de soldes de comptes réglementaires, alors que certains de ces comptes font l'objet d'un examen du critère de prudence de la CEO, et à l'issue d'autres procédures réglementaires.

Lorsqu'elle fournit les preuves en vue d'étayer ses demandes de tarifs réglementés, notamment l'utilisation des soldes des comptes réglementaires, OPG s'applique à démontrer clairement à la CEO que les coûts des activités réglementées sont raisonnables, engagés de façon prudente et qu'ils devraient être recouverts en entier auprès des clients.

Passifs nucléaires et Fonds distincts nucléaires

L'estimation des coûts pour les obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement des centrales nucléaires est fondée sur différentes hypothèses et estimations sous-jacentes qui pourraient évoluer au fil du temps. Afin d'atténuer cette incertitude inhérente, OPG procède à un examen complet des hypothèses sous-jacentes et des estimations des coûts de base au moins une fois tous les cinq ans parallèlement au processus requis de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA.

Les Fonds distincts nucléaires sont gérés dans le but de dégager, à long terme, des taux de rendement cibles fondés sur le taux d'actualisation spécifié dans l'ONFA. Les placements détenus dans les Fonds distincts nucléaires sont répartis entre les actions canadiennes et les actions internationales, les titres à revenu fixe de sociétés et de gouvernements, les fonds groupés, l'immobilier, les infrastructures et autres placements. Le rendement de ces fonds distincts peut varier selon la conjoncture des marchés des capitaux. La composition de l'actif des Fonds est établie conjointement par OPG et la Province conformément à l'ONFA.

OPG assume le risque de marché lié au rendement des placements relatifs à la tranche des Fonds distincts nucléaires mise de côté pour :

- le déclassement des centrales nucléaires;
- la gestion à long terme du combustible en excédent des premiers 2,23 millions de grappes et des déchets radioactifs de faible activité et de moyenne activité après la fermeture de leur centrale nucléaire respective.

Conformément aux méthodes de recouvrement des coûts approuvées par la CEO, le rendement de la portion des Fonds distincts nucléaires attribuée aux centrales nucléaires Bruce dépend du compte d'écart des revenus nets de location des centrales Bruce. En fonction de la situation de capitalisation des fonds dont il est question ci-après, en vertu des méthodes de recouvrement des coûts approuvées par la CEO, le bénéfice net d'OPG est exposé au risque lié au taux de rendement pour la partie des Fonds distincts nucléaires liée aux centrales nucléaires Pickering et Darlington.

Selon le dernier plan de référence approuvé de l'ONFA, une diminution des Fonds distincts nucléaires attribuables aux conditions du marché aurait pour effet de faire baisser le surplus de chaque fonds avant d'avoir une incidence sur le bénéfice net d'OPG. Ainsi, l'incidence sur l'état des résultats du risque lié au taux de rendement est atténuée lorsque les fonds sont entièrement capitalisés ou surcapitalisés.

Obligations liées aux avantages postérieurs à l'emploi

Les coûts et obligations au titre des avantages complémentaires de retraite et les cotisations d'OPG au régime de retraite agréé contributif à prestations déterminées pourraient être considérablement touchés dans l'avenir par divers facteurs, dont la variation des taux d'actualisation et des taux d'inflation, la modification des autres hypothèses actuarielles, les rendements futurs des placements, les gains et pertes actuariels, la situation de capitalisation des régimes de retraite, la variation des prestations, des changements dans l'environnement réglementaire, y compris des modifications éventuelles à la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario), des changements dans les activités d'OPG et l'incertitude de mesure inhérente à l'évaluation actuarielle.

Les cotisations au régime de retraite agréé d'OPG sont calculées au moyen d'évaluations actuarielles, qui sont déposées auprès des organismes de réglementation appropriés au moins tous les trois ans. OPG est tenue de déposer des évaluations actuarielles annuellement si la situation de capitalisation de solvabilité du régime baisse en dessous du seuil spécifié dans les règlements de la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario). Les évaluations actuarielles futures pourraient faire augmenter les obligations de capitalisation d'OPG en raison des conditions du marché et de l'économie. Les obligations d'OPG au titre des avantages complémentaires de retraite ne sont pas capitalisées et les prestations sont versées au personnel à même les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, ou d'autres sources de liquidités.

Propriété provinciale

La Province détient la totalité des actions ordinaires et des actions de catégorie A émises et en circulation d'OPG. Par conséquent, la Province, représentée par le ministère de l'Énergie, du Développement du Nord et des Mines de l'Ontario, a le pouvoir de nommer les membres du conseil d'OPG. OPG pourrait recevoir de son actionnaire des directives, aux termes de l'article 108 de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), qui influent directement sur les décisions importantes. Ces décisions pourraient avoir trait au développement de projets, aux demandes de tarifs réglementés, aux acquisitions et aux dessaisissements d'actifs, ainsi qu'à la structure financière et du capital. OPG pourrait donc être tenue d'entreprendre des activités qui entraînent une augmentation des dépenses, ou qui réduisent les revenus ou les flux de trésorerie par rapport aux activités ou aux stratégies qui auraient autrement été entreprises. OPG pourrait donc être tenue d'entreprendre des activités qui entraînent une augmentation des dépenses, ou qui réduisent les revenus ou les flux de trésorerie par rapport aux activités ou aux stratégies qui auraient autrement

été entreprises. Cela comprend, entre autres, les mesures que pourrait prendre la Province pour atténuer l'incidence de la hausse des tarifs d'électricité sur les consommateurs ontariens.

Stratégie de croissance Il existe des risques d'exécution et d'intégration associés à la stratégie de croissance de la Société qui pourraient faire en sorte que la valeur réalisée diffère des projections de base. L'évaluation financière d'une acquisition ou d'un autre placement se fonde principalement sur les projections de flux de trésorerie à long terme. OPG court le risque que des changements dans les hypothèses clés sous-jacentes à l'évaluation, comme la quantité d'électricité produite, les prix du marché de l'énergie à long terme ou les autres prix du marché, les coûts en capital et les coûts d'exploitation, et les taux d'intérêt, entraînent un écart entre la valeur économique réalisée des acquisitions ou d'autres investissements et les projections de base.

Pour réduire ces risques, OPG recourt à un processus rigoureux pour évaluer les possibilités d'investissement qui comprend un contrôle préalable détaillé, des évaluations des risques opérationnels, techniques et de marché ainsi que des évaluations de l'adéquation financière et stratégique. En outre, OPG confie à des tiers experts le soin d'évaluer les acquisitions potentielles et a mis en place un processus solide d'intégration des entreprises acquises.

Crédit La Société est exposée au risque de crédit en raison des ventes d'électricité, des activités de négociation d'électricité, des activités de couverture et des activités de trésorerie, y compris les activités d'investissement, ainsi que des transactions commerciales avec ses divers fournisseurs de biens et de services. Le risque de crédit associé aux ventes d'électricité d'OPG est considéré comme faible, puisque la plus grande partie des ventes sont effectuées sur le marché géré par la SIERE en Ontario. La SIERE surveille le degré de solvabilité de tous les intervenants du marché. Conformément aux exigences de soutien prudentielles de la SIERE, les intervenants du marché sont tenus de fournir des garanties pour couvrir les fonds qu'ils peuvent devoir au marché.

Le tableau qui suit présente un sommaire de l'exposition d'OPG au risque de crédit de toutes les contreparties du fait des activités de transaction et de négociation de l'électricité, au 31 décembre 2021 :

Note de crédit ¹	Toutes les contreparties		Contreparties les plus importantes	
	Nombre de contreparties ²	Risque possible ³ (en millions de dollars)	Nombre de contreparties	Risque possible (en millions de dollars)
Qualité supérieure	44	40	5	33
SIERE ⁴	1	548	1	548
Autres	21	2	-	-
Total	66	590	6	581

¹ Les notes sont le résultat de l'analyse faite par OPG, qui s'appuie sur les analyses disponibles faites par des agences de notation externes, de même que sur le soutien de crédit fourni par l'intermédiaire de garanties de la société mère, de lettres de crédit ou d'autres sûretés fournies. La catégorie Autres représente les contreparties dont la note n'a pas été analysée par OPG.

² Les contreparties d'OPG sont définies par chaque accord global.

³ Le risque possible est l'appréciation statistique par OPG du risque maximal sur la durée de vie de chaque opération selon un intervalle de confiance de 95 %.

⁴ Le risque de crédit est une estimation des montants à recevoir à court terme pour les ventes d'électricité d'OPG sur le marché de la SIERE. Le risque de crédit et les montants à recevoir qui y sont associés varient chaque mois en fonction des ventes d'électricité. Le montant mensuel à recevoir de la SIERE est généralement versé à OPG au cours du mois suivant conformément au calendrier des versements de la SIERE.

Parmi les autres principales composantes du risque de crédit d'OPG, citons celles associées aux fournisseurs de services et de produits liés par contrat. OPG gère le risque lié aux divers

fournisseurs ou risque de contrepartie en évaluant leur situation financière et en s'assurant que la Société détienne des garanties appropriées ou d'autres formes de sûretés.

Marchés des marchandises Les variations du prix du marché pour les combustibles servant à produire de l'électricité pourraient avoir des répercussions négatives sur le bénéfice et les flux de trésorerie d'exploitation d'OPG.

Afin de gérer le risque de hausses imprévisibles du prix des combustibles, la Société a des programmes de couverture sur combustibles qui comprennent des contrats à prix fixes et à prix indexés.

Les besoins en combustible d'OPG qui font l'objet d'une couverture sont présentés en pourcentage dans le tableau ci-après. Ces chiffres sont fondés sur des prévisions annuelles combinées de production d'électricité et de sources d'approvisionnement et peuvent donc changer lorsque les prévisions sont mises à jour.

	2022	2023	2024
Besoins en combustible estimatifs couverts ¹	81 %	77 %	77 %

¹ Représentent la tranche approximative en MWh de la production prévue (et les objectifs de fin d'exercice pour le stock de combustible) de tous les types d'installations exploitées par OPG (nucléaires, hydroélectriques et thermiques) pour laquelle le prix du combustible est fixe ou pour laquelle la Société a conclu des ententes contractuelles pour garantir le prix du combustible, ou garantir son recouvrement. Dans le cas de la production hydroélectrique réglementée ou visée par contrat en Ontario, ce montant représente les frais sur les revenus bruts et les charges au titre des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique. Les stocks de combustible excédentaires (nucléaires ou thermiques) pendant un exercice donné sont attribués à l'exercice suivant afin de mesurer les ratios de couverture.

Taux de change Les résultats financiers d'OPG sont exposés au risque de volatilité du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain, puisque les combustibles et certains services et fournitures achetés pour les centrales et les grands projets de développement sont surtout libellés en dollars américains. Pour gérer ce risque, OPG a recours périodiquement à divers instruments financiers, comme les contrats à terme et autres contrats dérivés, en conformité avec les politiques de gestion des risques approuvées. Au 31 décembre 2021, OPG avait des contrats de change en cours de 58 millions de dollars. De plus, la volatilité du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain a également une incidence sur les résultats financiers d'OPG pour certaines de ses filiales qui mènent leurs activités exclusivement aux États-Unis.

Taux d'intérêt Le risque de taux d'intérêt s'entend du risque que la valeur des actifs et des passifs varie en raison des fluctuations des taux d'intérêt connexes. Le risque de taux d'intérêt d'OPG découle du besoin de refinancer une dette existante ou de souscrire de nouveaux financements. Ce risque est géré au moyen de dérivés servant à couvrir l'exposition, conformément aux politiques de gestion des risques approuvées. OPG recourt périodiquement à des swaps de taux d'intérêt pour atténuer certains éléments de risque de taux d'intérêt associés à un financement prévu.

Liquidité Plusieurs facteurs pourraient nuire à la capacité de la Société à obtenir un financement par emprunt suffisant et économique, notamment les conditions du marché des capitaux et de l'économie en général, la réglementation, les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société et les notes de crédit attribuées à la Société par les agences de notation. Pour atténuer ces risques, OPG utilise plusieurs sources de financement et prévoit la disponibilité des fonds, surveille activement les besoins en financement et met tout en œuvre pour conserver des notes de crédit de première qualité.

La rubrique Situation de trésorerie et sources de financement traite plus en détail des liquidités de l'entreprise.

Marchés de l'électricité Les revenus d'OPG subissent l'incidence de facteurs externes liés au marché de l'électricité, notamment l'arrivée de nouveaux participants sur les marchés, les activités concurrentielles des

participants au marché, la demande d'électricité, les changements à la réglementation de protection de l'environnement et la variabilité des tarifs d'électricité de gros dans les marchés applicables.

Certaines centrales hydroélectriques d'OPG aux États-Unis vendent de l'énergie et de la capacité sur les marchés de gros de l'électricité et sont, par conséquent, assujetties à la volatilité des tarifs d'électricité sur les marchés de gros. Bien que les revenus tirés de ces centrales représentent une petite partie du revenu global d'OPG, la Société pourrait conclure de temps à autre des ententes en matière de couverture afin d'atténuer davantage ce risque. OPG continue d'évaluer les effets des tarifs d'électricité offerts sur les marchés sur ses activités aux États-Unis.

Le programme de renouvellement du marché, une initiative de la SIERE qui devrait entraîner une refonte du marché de l'électricité en Ontario, est passé à l'étape de la conception finale et détaillée. La mise en place de certains modèles de marché pourrait avoir une incidence sur OPG selon leur conception et leur effet sur les résultats liés au marché. OPG participe activement au programme de renouvellement du marché et continue de collaborer avec la SIERE. En outre, OPG consolide et met à niveau ses systèmes et processus internes afin de participer de façon efficace à ce nouveau marché. Pour ce faire, il est indispensable d'apporter des changements simultanément aux processus d'affaires courants et aux systèmes de technologie de l'information, démarche qui fait l'objet d'initiatives de gestion du changement. Conformément à l'entente de règlement, OPG est tenue de déposer une demande distincte auprès de la CEO afin de tenir compte de toute incidence du programme de renouvellement du marché sur les mécanismes de tarification réglementés d'OPG.

Production
visée par
contrat

Les centrales de la Société situées en Ontario qui sont exploitées aux termes d'une CAE avec la SIERE ou de tout autre contrat à long terme sont assujetties à plusieurs obligations, notamment des cibles de disponibilité et des obligations d'approvisionnement liant les unités au marché pendant des plages horaires spécifiées, comme le prévoit leur contrat respectif. En cas de manquement à ces obligations contractuelles, OPG pourrait encourir des pénalités allant jusqu'à la résiliation des contrats des centrales en défaut. Ce risque est atténué par des programmes d'entretien, d'investissement en capital et d'autres programmes, et par des processus internes de communication, de surveillance et de suivi des obligations contractuelles et des étapes clés.

Même si OPG prévoit que les centrales exploitées aux termes d'une CAE ou de tout autre contrat continueront de fournir de l'énergie et une capacité sur les marchés respectifs pour la durée de ces contrats, rien ne garantit que ces contrats seront renouvelés à leur échéance et que les contrats de remplacement seront conclus à des conditions acceptables.

Litiges

OPG ou ses filiales sont parties à diverses autres actions en justice couvrant un large ensemble de questions soulevées dans le cours normal de leurs affaires. Chacune de ces questions est assujettie à diverses incertitudes et certaines d'entre elles pourraient être résolues défavorablement. La Société est d'avis que la résolution de ces questions ne devrait pas avoir d'incidence néfaste importante sur sa situation financière. Pour plus de détails, se reporter à la note 19 des états financiers consolidés audités de 2021 d'OPG.

Risques liés au maintien de l'acceptation sociale de nos activités

OPG est exposée aux risques associés à l'acceptation sociale de ses activités et à son profil public en raison des changements d'opinion des diverses parties prenantes, y compris les clients d'électricité, les collectivités locales, les organismes gouvernementaux et des partenaires comme les collectivités autochtones.

OPG s'efforce de maintenir l'acceptation sociale de ses activités et la réputation de la Société au moyen d'activités respectueuses de l'environnement, fiables et sécuritaires ainsi que de programmes d'engagement social, de participation et de sensibilisation. En outre, OPG s'est engagée à renforcer sa culture en milieu de travail en valorisant l'excellence dans les pratiques d'équité, de diversité et d'inclusion, conformément à sa stratégie en cette matière. Pour en apprendre davantage sur la stratégie d'OPG en matière d'équité, de diversité et d'inclusion, se reporter à la rubrique *Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable sous Équité, diversité et inclusion*.

L'incapacité de maintenir des activités fiables et sécuritaires pourrait nuire à la réputation d'OPG et se traduire par la perte du soutien du public.

Collectivités autochtones La qualité des relations avec les collectivités autochtones et l'issue des négociations avec elles peuvent avoir une incidence sur les projets et le rendement financier, de même que sur l'acceptation sociale des activités d'OPG.

OPG peut faire l'objet de plaintes des collectivités autochtones. Ces plaintes peuvent découler des projets et des aménagements d'installations de production liés à l'exploitation actuelle d'OPG, aux exploitations passées du prédécesseur d'OPG, pouvant avoir eu une incidence sur les droits des collectivités autochtones ou leurs droits issus de traités.

OPG atténue en partie ces risques au moyen de sa politique sur les relations avec les Autochtones qui définit l'engagement de la Société de nouer et d'entretenir de façon proactive des relations positives avec ces collectivités autochtones et grâce au plan d'action de réconciliation lancé récemment. De plus, OPG a su collaborer avec les collectivités autochtones pour résoudre un certain nombre des griefs. Cependant, l'issue des négociations en cours et de toute négociation future dépend d'un certain nombre de facteurs, y compris les lois, les règlements et les précédents créés par les décisions des tribunaux, qui peuvent changer au fil du temps. Pour plus de détails sur le plan d'action de réconciliation d'OPG, se reporter à la rubrique *Faits nouveaux importants – Acceptation sociale* sous le titre *Lancement du premier plan d'action de réconciliation d'OPG*.

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Étant donné que la Province détient toutes les actions d'OPG, les parties liées comprennent la Province et d'autres entités sous contrôle de la Province.

Les opérations entre parties liées présentées ci-dessous comprennent les opérations conclues avec la Province et les principales sociétés remplaçantes de l'ancienne entreprise de services d'électricité intégrée d'Ontario Hydro, y compris Hydro One, la SIERE et la SFIEO. Les opérations entre OPG et les parties liées sont mesurées à la valeur d'échange, soit la valeur de la contrepartie qui a été établie et acceptée par les parties liées. En tant que l'une des nombreuses sociétés gouvernementales en propriété exclusive de la Province, OPG conclut aussi des opérations dans le cours normal des affaires avec divers ministères et organismes gouvernementaux en Ontario qui relèvent de la compétence de la Province.

Les opérations entre parties liées pour les exercices clos les 31 décembre s'établissent comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021		2020	
	Revenus	Charges	Revenus	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	13	-	6	-
Services	-	8	-	9
Dividendes	6	-	6	-
Province d'Ontario				
Variation du montant du Fonds distinct de déclassement à payer à la Province ¹	-	826	-	565
Variation du montant du Fonds distinct pour combustible irradié à payer à la Province ¹	-	1 050	-	698
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	104	-	108
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	205	-	208
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	-	104	-	120
Impôts sur le résultat	-	418	-	475
Taxes foncières	-	12	-	11
SIERE				
Revenus liés à la production d'électricité	6 367	-	6 256	-
Fair Hydro Trust				
Produits d'intérêts	33	-	33	-
	6 419	2 727	6 301	2 194

¹ Les Fonds distincts nucléaires sont présentés aux bilans consolidés, déduction faite des montants comptabilisés comme étant à payer à la Province relativement à tout excédent de capitalisation et, pour le Fonds distinct pour combustible irradié, au taux de rendement garanti de la Province. Aux 31 décembre 2021 et 2020, les Fonds distincts nucléaires étaient présentés déduction faite des montants à payer à la Province respectivement de 8 590 millions de dollars et 6 714 millions de dollars.

Les soldes entre OPG et ses parties liées au 31 décembre s'établissent comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Montants à recevoir de parties liées		
Hydro One	2	1
SIERE – montants à recevoir liés à l'électricité	548	487
Fair Hydro Trust	4	4
SFIEO	3	-
Province d'Ontario	1	-
Prêt à recevoir		
Fair Hydro Trust	911	913
Titres de capitaux propres		
Actions d'Hydro One	176	172
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer		
Hydro One	1	2
SFIEO	88	88
Province d'Ontario	6	7
SIERE – montants à payer liés à l'électricité	8	6
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)		
Billets à payer à la SFIEO	2 690	2 875

OPG peut détenir des obligations de la province d'Ontario et des bons du Trésor dans les Fonds distincts nucléaires et dans la caisse du régime de retraite agréé d'OPG. Au 31 décembre 2021, les Fonds distincts nucléaires détenaient 1 709 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (1 601 millions de dollars au 31 décembre 2020) et 13 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (10 millions de dollars au 31 décembre 2020). Au 31 décembre 2021, la caisse de retraite du régime agréé détenait 89 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (50 millions de dollars au 31 décembre 2020) et 15 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (néant au 31 décembre 2020). Ces obligations et ces bons du Trésor de la province d'Ontario sont négociés en Bourse et sont évalués à la juste valeur. OPG supervise la gestion des placements des Fonds distincts nucléaires conjointement avec la Province.

CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE ET CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, est responsable du maintien de contrôles et procédures de communication de l'information (CPCI) et du contrôle interne à l'égard de l'information financière (CIIF). Les contrôles et procédures de communication de l'information sont conçus pour fournir une assurance raisonnable que toute l'information pertinente est recueillie puis communiquée à la haute direction, y compris au président et chef de la direction et au chef des finances, pour que des décisions appropriées soient prises en temps opportun concernant la communication de l'information. Le CIIF est conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis selon les PCGR des États-Unis.

Aucune autre modification n'a été apportée au CIIF d'OPG au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021 qui a eu une incidence importante ou qui pourrait vraisemblablement avoir une incidence importante sur les rapports financiers d'OPG.

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a conclu que les CPCI et le CIIF d'OPG, comme ils sont définis dans le *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*, étaient efficaces en date du 31 décembre 2021.

QUATRIÈME TRIMESTRE

Analyse des résultats d'exploitation

<i>(en millions de dollars) (non audité)</i>	Trois mois clos les 31 décembre	
	2021	2020
Revenus	1 670	1 782
Charges liées au combustible	246	200
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	822	794
Dotation aux amortissements	300	337
Désactualisation des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	271	263
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(245)	(235)
Autres charges, montant net	94	33
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	182	390
Intérêts débiteurs, montant net	66	117
Charge d'impôts	19	62
Bénéfice net	97	211
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	91	208
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle ¹	6	3

¹ Renvoie à la participation de 25 % de Amisk-oo-Skow Finance Corporation, propriété exclusive de la Première Nation Moose Cree, dans Lower Mattagami Limited Partnership, à la participation de 33 % de Coral Rapids Power Corporation, propriété exclusive de la Nation Taykwa Tagamou, dans PSS Generating Station Limited Partnership, aux participations respectivement de 15 % et de 5 % de sociétés en propriété exclusive de Six Nations of the Grand River Development Corporation et de la Première Nation Mississaugas of the Credit dans Nanticoke Solar LP, et aux participations sans contrôle dans certaines centrales de production d'électricité aux États-Unis.

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire pour le quatrième trimestre s'est établi à 91 millions de dollars, contre 208 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2020. Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices pour le quatrième trimestre de 2021 s'est élevé à 182 millions de dollars, en baisse de 208 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2020.

Principaux facteurs qui ont entraîné la diminution du BAII :

- Des diminutions des revenus provenant du secteur Production nucléaire réglementée de 111 millions de dollars en raison de la baisse de la production d'électricité de 1,3 TWh et de 98 millions de dollars reflétant la baisse des montants comptabilisés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs, le tout en partie contrebalancé par la hausse de 41 millions de dollars des tarifs de base réglementés à compter du 1^{er} janvier 2021.
- Une diminution du BAII de 111 millions de dollars comptabilisée au quatrième trimestre de 2021 pour tenir compte de la décision de la CEO à l'égard de la demande tarifaire d'OPG pour la période 2022-2026, qui a rejeté certains coûts liés aux installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts et a ajusté la date de mise en service des coûts approuvés pour ces installations en vue de leur inclusion dans la base tarifaire, publiée le 15 novembre 2021.

Principaux facteurs qui ont entraîné la hausse du BAII :

- Une diminution de 24 millions de dollars de la dotation aux amortissements du secteur Production nucléaire réglementée, à l'exclusion de l'amortissement lié au recouvrement des soldes des comptes réglementaires, principalement en raison de l'amortissement comptabilisé comme étant recouvrable auprès des clients dans les comptes réglementaires en lien avec les différences entre les hypothèses comptables actuelles de fin de vie de la centrale Pickering et celles prises en compte dans le tarif de base réglementé des centrales nucléaires à compter du 1^{er} janvier 2021.

Les intérêts débiteurs, montant net, ont diminué de 51 millions de dollars au quatrième trimestre de 2021, par rapport au trimestre correspondant de 2020, principalement en raison des remboursements sur la dette à long terme effectués au quatrième trimestre de 2020 et d'une diminution des intérêts comptabilisés à titre de montant remboursable aux clients au moyen des comptes réglementaires.

La charge d'impôts a diminué de 43 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2021, par rapport au trimestre correspondant de 2020. La diminution est principalement attribuable à la baisse du bénéfice avant impôts par rapport à la période correspondante de 2020 et à la hausse de la charge d'impôts reportée dans les actifs réglementaires.

Production d'électricité

La production d'électricité d'OPG pour les trimestres clos les 31 décembre 2021 et 2020 s'est établie comme suit :

<i>(en TWh)</i>	Trois mois clos les 31 décembre	
	2021	2020
Production nucléaire réglementée	8,4	9,7
Production hydroélectrique réglementée	7,6	7,3
Production hydroélectrique visée par contrat et autre ¹	0,9	1,6
Atura Power ¹	1,4	0,6
Total de la production d'électricité d'OPG	18,3	19,2

¹ Comprend la quote-part d'OPG de la production d'électricité des centrales hydroélectriques détenues en copropriété et dans lesquelles la Société détient une participation minoritaire.

La baisse de 0,9 TWh de la production d'électricité d'OPG au quatrième trimestre de 2021, par rapport au trimestre correspondant de 2020, résulte essentiellement de la baisse de 1,3 TWh de la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée en raison du nombre plus élevé de jours d'interruption planifiée attribuable au calendrier de maintenance cyclique à la centrale Darlington au quatrième trimestre de 2021. Cette baisse a été compensée en partie par une hausse de 0,8 TWh de la production d'électricité du secteur Atura Power attribuable surtout à la baisse de l'offre de base et à la hausse de la demande d'électricité sur le marché de l'Ontario.

La demande d'électricité en Ontario comme présentée par la SIERE a été de 33,4 TWh au quatrième trimestre de 2021, contre 32,7 TWh au quatrième trimestre de 2020. La demande d'électricité en Ontario ne tient pas compte des exportations d'électricité hors de la province.

Situation de trésorerie et sources de financement

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour le trimestre clos le 31 décembre 2021 ont atteint 475 millions de dollars, comparativement à 277 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. L'augmentation est principalement attribuable au produit de la vente de participations non essentielles au quatrième trimestre de 2021, à la hausse des revenus dans le secteur Atura Power et à la baisse des achats de combustible dans le secteur Production nucléaire réglementée.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2021 ont atteint 677 millions de dollars, comparativement à 526 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont augmenté principalement en raison de l'acquisition de la centrale hydroélectrique de Racine réalisée par Eagle Creek en décembre 2021 et de l'augmentation des dépenses d'investissement au sein du secteur Atura Power au quatrième trimestre de 2021.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour le trimestre clos le 31 décembre 2021 ont diminué de 138 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2020, en raison surtout du nombre plus élevé de titres d'emprunt à long terme émis au quatrième trimestre de 2020, contrebalancé en partie par les remboursements plus élevés sur la dette à long terme au quatrième trimestre de 2020.

FAITS SAILLANTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

Les tableaux qui suivent présentent les principales informations financières annuelles pour les trois derniers exercices et les informations financières pour chacun des huit derniers trimestres. Ces informations sont tirées des états financiers consolidés intermédiaires non audités et des états financiers consolidés annuels audités d'OPG et ont été préparées selon les PCGR des États-Unis.

Informations financières annuelles

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2021	2020	2019
Revenus	6 877	7 240	6 022
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 325	1 361	1 126
Bénéfice par action attribuable à l'actionnaire <i>(en dollars)</i>	4,83 \$	4,96 \$	4,10 \$
Total de l'actif	61 153	62 073	55 404
Total des passifs à long terme	42 108	43 529	39 060
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation <i>(en millions)</i>	274,6	274,6	274,6

Informations financières trimestrielles

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i> <i>(non audité)</i>	Trimestres clos en 2021				Total
	31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	
Production d'électricité (TWh)	18,3	21,0	19,2	19,1	77,6
Revenus	1 670	1 712	1 804	1 691	6 877
Bénéfice net	97	430	522	295	1 344
Moins : bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	6	4	4	5	19
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	91	426	518	290	1 325
Bénéfice par action attribuable à l'actionnaire <i>(en dollars)</i>	0,33 \$	1,55 \$	1,89 \$	1,06 \$	4,83 \$

Informations financières trimestrielles

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire) (non audité)</i>	Trimestres clos en 2020				Total
	31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	
Production d'électricité (TWh)	19,2	21,3	20,9	20,7	82,1
Revenus	1 782	1 889	1 849	1 720	7 240
Bénéfice net	211	390	462	313	1 376
Moins : bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	3	4	4	4	15
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	208	386	458	309	1 361
Bénéfice par action attribuable à l'actionnaire (en dollars)	0,76 \$	1,41 \$	1,67 \$	1,13 \$	4,96 \$

Tendances

La production d'électricité trimestrielle d'OPG dans les secteurs Production hydroélectrique réglementée, Production hydroélectrique visée par contrat et autre et Atura Power est touchée par des variations de la demande d'électricité sur le réseau. Les variations de la demande d'électricité alimentée par le réseau sont principalement causées par des fluctuations saisonnières des conditions météorologiques, de l'évolution des conditions économiques, de l'incidence des petits producteurs intégrés dans les réseaux de distribution et des répercussions des efforts en matière de conservation. En Ontario, la demande d'électricité a toujours été plus forte en hiver et en été en raison de la demande de chauffage et de climatisation.

La production d'électricité trimestrielle d'OPG depuis ses centrales hydroélectriques est touchée par les conditions météorologiques qui ont une incidence sur le débit de l'eau. Les débits d'eau ont toujours été plus élevés au deuxième trimestre en raison de la fonte des neiges et des glaces dans les réseaux hydrographiques. L'incidence financière de la variabilité des débits d'eau pour le secteur Production hydroélectrique réglementée est atténuée par les comptes réglementaires autorisés par la CEO.

L'incidence financière des variations de la production d'hydroélectricité des secteurs Production hydroélectrique visée par contrat et autre et Atura Power est atténuée pour les centrales liées par contrat en Ontario par les modalités des CAE applicables et d'autres contrats de production à long terme avec la SIERE.

La production d'électricité et les résultats financiers du secteur Production nucléaire réglementée sont principalement touchés par les interruptions dans les centrales nucléaires. La fréquence et le calendrier des interruptions planifiées dans le cadre du cycle d'interruptions lié à la maintenance d'une centrale et du calendrier des activités de réfection peuvent donner lieu à une variabilité d'une période à l'autre des résultats financiers d'OPG. Le cycle d'interruptions lié à la maintenance de chaque centrale nucléaire d'OPG établit le nombre d'interruptions planifiées dans un exercice donné. Les cycles d'interruptions ont pour objet de veiller à la sécurité et à la fiabilité de l'exploitation à long terme des centrales et à leur conformité avec les exigences réglementaires de la CCSN.

Les centrales nucléaires Darlington et Pickering ont été conçues pour fonctionner à pleine puissance en tant qu'installations de base, c'est pourquoi leur production d'électricité ne suit pas l'évolution de la demande d'électricité fournie par le réseau.

INDICATEURS CLÉS DU RENDEMENT D'EXPLOITATION ET MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

Mesures clés du rendement d'exploitation

OPG évalue le rendement de ses centrales à l'aide de divers indicateurs clés. Les indicateurs clés du rendement d'exploitation alignés sur les impératifs de la Société s'entendent des mesures de fiabilité de la production, de la rentabilité et de la performance sur les plans de l'environnement et de la sécurité. Certaines des mesures utilisées varient selon la technologie de production.

Facteur de capacité des unités de production nucléaire

Le facteur de capacité des unités de production nucléaire est une mesure clé de la performance des centrales nucléaires. Il mesure la quantité d'énergie produite par les unités sur une période donnée, ajustée en fonction de contraintes externes comme les limites liées au transport ou à la demande, exprimée en pourcentage de la quantité d'énergie qui aurait été produite au cours de la même période si la production des unités avait été maximale. Les facteurs de capacité sont principalement touchés par les interruptions planifiées et non planifiées de la production. Un jour d'interruption représente un jour où une seule unité est mise hors tension ou déclassée pendant une durée équivalente à une journée. Les facteurs de capacité, au sens défini par l'industrie, excluent les pertes de production sur lesquelles la direction de la centrale n'a pas de contrôle, comme la non-disponibilité liée au réseau. Le facteur de capacité des unités de production nucléaire exclut également les unités faisant l'objet de travaux de réparation au cours de la période. Au 31 décembre 2021, la centrale Darlington comptait trois unités en service et la centrale de Pickering, six.

Disponibilité hydroélectrique

La disponibilité hydroélectrique représente le pourcentage du temps, au cours d'une période donnée, pendant lequel une unité est en mesure de fournir sa production, qu'elle produise de l'électricité ou non, comparativement à la durée totale de la période, pondéré en fonction de la capacité de l'unité.

Taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques

Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente est un indice de la fiabilité d'une unité de production aux centrales thermiques entièrement détenues d'OPG. Il est obtenu en comparant le temps d'indisponibilité d'une unité de production attribuable à des événements fortuits, y compris tout déclassement forcé, avec son temps de disponibilité.

Disponibilité des centrales thermiques

La disponibilité des centrales thermiques représente le pourcentage du temps pendant lequel une unité de production des centrales à cycle combiné d'Atura Power est en mesure de fournir sa production, qu'elle produise de l'électricité ou non, comparativement à la durée totale de la période, dont la moyenne est calculée en fonction du nombre de centrales détenues et exploitées par Atura Power. Cette mesure est calculée sur une moyenne de trois ans consécutifs.

Autres indicateurs clés

En plus des indicateurs de fiabilité de la production, de rentabilité et de rendement financier, OPG a relevé certaines mesures de la performance sur le plan de l'environnement et de la sécurité. Les mesures applicables sont décrites à la rubrique Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable.

Mesures de la performance financière non conformes aux PCGR

Outre le bénéfice net et les autres informations financières conformes aux PCGR des États-Unis, certaines mesures financières non conformes aux PCGR sont également présentées dans le présent rapport de gestion. Ces mesures financières non conformes aux PCGR n'ont pas de signification normalisée prescrite par les PCGR des États-Unis et ne sont donc sans doute pas comparables à des mesures semblables présentées par d'autres émetteurs. OPG utilise

ces mesures pour la prise de décisions d'exploitation et l'évaluation du rendement. Les lecteurs du rapport de gestion pourraient utiliser ces mesures pour évaluer le rendement financier des activités courantes de la Société. OPG est d'avis que ces indicateurs sont importants étant donné qu'ils fournissent d'autres renseignements sur son rendement, facilitent la comparaison de résultats de différentes périodes et présentent des mesures conformes à sa stratégie qui consiste à procurer de la valeur à l'actionnaire, à améliorer la rentabilité et à assurer l'accès à un financement économique. Ces mesures financières non conformes aux PCGR n'ont pas été présentées à titre de substitut du bénéfice net ou de toute autre mesure conforme aux PCGR des États-Unis, mais plutôt comme indicateurs du rendement d'exploitation.

La définition des mesures financières non conformes aux PCGR se présente comme suit :

1) Le coût total de la production de l'entreprise par MWh est utilisé pour mesurer la rentabilité globale des activités de production d'électricité d'OPG en Ontario. Le coût total de la production de l'entreprise par MWh s'entend des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration (à l'exclusion du projet de réfection de la centrale Darlington, des projets de développement de la capacité de production et d'autres projets importants, de même que les opérations et les initiatives de développement commercial, des activités aux États-Unis, de l'incidence des comptes réglementaires et des dépenses auxiliaires liées aux activités de production d'électricité d'OPG), les charges liées au combustible pour les centrales exploitées par OPG, y compris les frais sur les revenus bruts tirés de la production hydroélectrique et les paiements de redevances d'utilisation d'énergie hydraulique (à l'exclusion de l'incidence des comptes réglementaires) et les dépenses en immobilisations (à l'exclusion du projet de réfection de la centrale Darlington, des projets de développement de la capacité de production et d'autres projets importants, et des activités aux États-Unis) engagées au cours de la période, divisées par la production d'électricité totale des centrales exploitées par OPG en Ontario, majorées de la production d'électricité perdue en raison de la production de base excédentaire au cours de la période.

Le coût total de la production de l'entreprise par MWh est mesuré comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2021	2020
Coût total de la production de l'entreprise		
Total des charges d'exploitation de maintenance et d'administration	2 889	2 902
Total des charges liées au combustible	874	777
Total des dépenses en immobilisations	2 079	1 824
Déduire : coûts en capital de réfection de la centrale Darlington et charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	(848)	(801)
Déduire : coûts en capital et charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées aux projets de développement de la capacité de production et à d'autres projets importants, et aux activités de développement commercial	(474)	(201)
Ajouter/ charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et (déduire) : charges liées au combustible reportées dans les comptes réglementaires ou remboursables à même ceux-ci.	366	(99)
Déduire : charges au titre du combustible nucléaire des centrales qui ne sont pas exploitées par OPG	(84)	(60)
Déduire : frais sur les revenus bruts tirés de la production hydroélectrique et paiements de redevances d'utilisation d'énergie hydraulique pour la production d'électricité perdue en raison d'une production excédentaire	26	56
Déduire : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration auxiliaires liées aux activités de production d'électricité	(22)	(21)
Déduire : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et dépenses en immobilisations liées aux activités aux États-Unis	(98)	(122)
Autres ajustements	(23)	(2)
	4 685	4 253
Production d'électricité ajustée (TWh)		
Total de la production d'électricité d'OPG	77,6	82,1
Ajustement au titre de la production d'électricité perdue en raison d'une production excédentaire et quote-part d'OPG de la production d'électricité provenant des installations détenues en copropriété et des activités aux États-Unis	(0,1)	2,0
	77,5	84,1
Total de la production de l'entreprise par MWh (\$/MWh) ¹	60,41	50,56

¹ Les montants ayant été arrondis, la somme des colonnes pourrait ne pas correspondre au total.

2) Le bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement est défini comme étant le bénéfice net avant les intérêts débiteurs, montant net, les charges d'impôts et la dotation aux amortissements.

3) La marge brute se définit comme les revenus diminués des charges liées au combustible.

Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec :

Relations avec les investisseurs et les médias

416-592-4008

1-877-592-4008

media@opg.com

www.opg.com

www.sedar.com

ONTARIO POWER GENERATION INC.

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

31 DÉCEMBRE 2021

ONTARIO**POWER**
GENERATION

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

La responsabilité à l'égard de la présentation et de la préparation des états financiers consolidés et du rapport de gestion annuels incombe à la direction et au conseil d'administration d'Ontario Power Generation Inc. (OPG).

Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (PCGR des États-Unis). Les états financiers consolidés comprennent nécessairement des montants fondés sur un jugement éclairé et des estimations à l'égard des incidences attendues des événements et des opérations actuels compte tenu de leur importance. Un élément est jugé important s'il est prévu, de façon raisonnable, qu'il aura une incidence importante sur le bénéfice, les flux de trésorerie, la valeur d'un actif ou d'un passif ou la réputation de la Société.

La Société maintient un système de contrôles internes sur lequel elle s'appuie pour assurer, de manière raisonnable et rentable, la fiabilité de l'information financière. Ces contrôles sont établis dans le but de fournir à la Société l'assurance raisonnable que les registres financiers sont fiables aux fins de la préparation des états financiers consolidés et des autres informations financières, que les actifs sont protégés contre une utilisation ou une cession non autorisée, que les passifs sont constatés et que nous nous conformons à toutes les exigences réglementaires.

Les états financiers consolidés ont été audités par Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l., auditeurs indépendants nommés par le conseil d'administration. Le rapport de l'auditeur indépendant précise les responsabilités de l'auditeur et l'étendue de l'audit et l'opinion sur les états financiers consolidés d'OPG. Les auditeurs indépendants, comme il a été confirmé par le comité d'audit et des risques, ont eu un accès direct et sans restriction au comité d'audit et des risques, avec et sans la présence des membres de la direction, pour discuter de l'audit et de leurs constatations quant à l'intégrité de la présentation de l'information financière produite par OPG et à l'efficacité du système de contrôles internes.



Ken Hartwick (signé)
Président et chef de la direction



John Mauti (signé)
Chef des finances et vice-président principal – Finances

Le 10 mars 2022

RAPPORT DE L'AUDITEUR INDÉPENDANT

À l'actionnaire d'Ontario Power Generation Inc.,

Opinion

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés d'Ontario Power Generation Inc. (la Société), qui comprennent les bilans consolidés aux 31 décembre 2021 et 2020, et les états consolidés des résultats, du résultat étendu, des variations des capitaux propres et des flux de trésorerie 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 2021 et 2020, ainsi que de ses performances financières et de ses flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos à ces dates, conformément aux principes comptables généralement reconnus 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.

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, autres que les états financiers consolidés et notre rapport 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 dans le présent rapport. 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 principes comptables généralement reconnus 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 autre 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, et 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 des mesures prises pour éliminer les menaces et les sauvegardes mises en œuvre, s'il y a lieu.

Toronto (Canada)
Le 10 mars 2022

The logo for Ernst & Young LLP, featuring the company name in a stylized, handwritten-style script.

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.
Comptables professionnels agréés
Experts-comptables autorisés

ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2021	2020
Revenus	6 877	7 240
Charges liées au combustible	874	777
Marge brute	6 003	6 463
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 889	2 902
Amortissement <i>(note 6)</i>	1 132	1 322
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires <i>(note 11)</i>	1 089	1 054
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires <i>(note 11)</i>	(967)	(928)
Impôts fonciers	48	48
Bénéfice tiré des participations dans des entités sous influence notable	(1)	(11)
	4 190	4 387
Bénéfice avant autres (gains) pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	1 813	2 076
Autres (gains) pertes	(3)	6
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	1 816	2 070
Intérêts débiteurs, montant net <i>(note 9)</i>	233	307
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	1 583	1 763
Charge d'impôts <i>(note 12)</i>	239	387
Bénéfice net	1 344	1 376
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 325	1 361
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	19	15
Bénéfice de base et dilué par action ordinaire <i>(en dollars) (note 18)</i>	4,83	4,96

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Bénéfice net	1 344	1 376
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices <i>(note 13)</i>		
Gain actuariel (perte actuarielle) à la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, déduction faite des coûts des services passés ¹	92	(91)
Reclassement aux résultats de montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite ²	18	8
Gain net sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ³	–	2
Reclassement aux résultats de pertes sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ⁴	11	13
Écart de conversion ⁵	(9)	(29)
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	112	(97)
Résultat étendu	1 456	1 279
Résultat étendu attribuable à l'actionnaire	1 437	1 264
Résultat étendu attribuable à la participation sans contrôle	19	15

¹ Déduction faite d'une charge d'impôts de 31 millions de dollars et d'un recouvrement d'impôt de 31 millions de dollars, respectivement pour 2021 et 2020.

² Déduction faite d'une charge d'impôts de 5 millions de dollars et 3 millions de dollars, respectivement pour 2021 et 2020.

³ Déduction faite d'une charge d'impôts de 1 million de dollars et de néant, respectivement pour 2021 et 2020.

⁴ Déduction faite d'une charge d'impôts de 2 millions de dollars, respectivement pour 2021 et 2020.

⁵ Déduction faite d'une charge d'impôts de néant pour 2021 et 2020.

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2021	2020
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	1 344	1 376
Ajustements pour les éléments hors caisse :		
Amortissement (note 6)	1 132	1 322
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	1 089	1 054
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(967)	(928)
Coût des régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite (note 14)	459	445
Charge (recouvrement) d'impôts reportés (note 12)	(10)	91
Actifs réglementaires et passifs réglementaires	(251)	(156)
Autres pertes	3	12
Autres	(3)	2
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires	(458)	(439)
Remboursement des dépenses admissibles liées aux activités d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires	183	137
Cotisations à la caisse de retraite et débours au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires	(296)	(295)
Distributions reçues des participations dans des entités sous influence notable	–	13
Variation nette des autres actifs à long terme et des autres passifs à long terme	156	87
Variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse (note 22)	59	103
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 440	2 824
Activités d'investissement		
Investissement dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels (note 20)	(2 025)	(1 765)
Produits du règlement lié aux centrales alimentées au gaz naturel acquises (note 25)	220	–
Acquisition d'une centrale hydroélectrique aux États-Unis (note 25)	(112)	–
Acquisition de centrales alimentées au gaz naturel, déduction faite de la trésorerie acquise (note 25)	–	(2 814)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 917)	(4 579)
Activités de financement		
(Remboursement net) émission nette de dette à court terme (note 10)	(870)	888
Produit net de l'émission de dette à long terme (note 9)	869	1 995
Remboursement de dette à long terme (note 9)	(526)	(890)
Distribution versée à la participation sans contrôle	(19)	(19)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(546)	1 974
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et la trésorerie soumise à restrictions	(4)	8
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	(27)	227
Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions au début de l'exercice	725	498
Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de l'exercice	698	725

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre <i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions <i>(note 5)</i>	698	725
Titres de capitaux propres	176	172
Montants à recevoir de parties liées <i>(note 21)</i>	558	492
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires <i>(note 11)</i>	69	46
Stocks de combustible	247	236
Matières et fournitures	103	92
Actifs réglementaires <i>(note 7)</i>	288	533
Charges payées d'avance	120	145
Autres actifs à court terme	203	114
	2 462	2 555
Immobilisations corporelles <i>(note 6)</i>	41 975	40 555
Moins : amortissement cumulé	11 648	10 745
	30 327	29 810
Actifs incorporels <i>(note 6)</i>	848	783
Moins : amortissement cumulé	372	312
	476	471
Goodwill <i>(note 8)</i>	161	162
Autres actifs \$		
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires <i>(note 11)</i>	19 807	19 050
Prêt à recevoir d'une partie liée <i>(note 21)</i>	911	913
Matières et fournitures à long terme	414	404
Actifs réglementaires <i>(note 7)</i>	6 467	8 571
Participations dans des entités sous influence notable	42	37
Autres actifs à long terme	86	100
	27 727	29 075
	61 153	62 073

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre <i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Passif		
Passif à court terme		
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer	1 441	1 257
Dette à court terme <i>(note 10)</i>	182	1 050
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an <i>(note 9)</i>	179	439
Passifs réglementaires <i>(note 7)</i>	276	266
	2 078	3 012
Dette à long terme <i>(note 9)</i>	9 487	8 893
Autres passifs		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires <i>(note 11)</i>	23 415	22 947
Passifs au titre des régimes de retraite <i>(note 14)</i>	2 846	5 005
Passifs au titre des avantages complémentaires de retraite <i>(note 14)</i>	3 215	3 406
Créditeurs et charges à payer à long terme	352	269
Revenus constatés d'avance	382	391
Impôts reportés <i>(note 12)</i>	1 634	1 379
Passifs réglementaires <i>(note 7)</i>	777	1 239
	32 621	34 636
Capitaux propres		
Actions ordinaires ¹ <i>(note 17)</i>	5 126	5 126
Actions de catégorie A ² <i>(note 17)</i>	787	787
Surplus d'apport	34	36
Bénéfices non répartis	11 104	9 779
Cumul des autres éléments du résultat étendu <i>(note 13)</i>	(262)	(374)
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire	16 789	15 354
Capitaux propres attribuables à la participation sans contrôle	178	178
Total des capitaux propres	16 967	15 532
	61 153	62 073

¹ 256 300 010 actions ordinaires en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars aux 31 décembre 2021 et 2020.

² 18 343 815 actions de catégorie A en circulation d'une valeur déclarée de 787 millions de dollars aux 31 décembre 2021 et 2020.

Engagements et éventualités *(notes 9, 10, 12, 14 et 19)*

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration :

Wendy Kei (signé)
Présidente du conseil d'administration

Jill Pepall (signé)
Administratrice

ÉTATS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Actions ordinaires <i>(note 17)</i>	5 126	5 126
Actions de catégorie A <i>(note 17)</i>	787	787
Surplus d'apport <i>(note 21)</i>		
Solde au début de l'exercice	36	39
Reclassement aux résultats de montants relatifs au gain à la déconsolidation de Fair Hydro Trust	(2)	(3)
Solde à la fin de l'exercice	34	36
Bénéfices non répartis \$		
Solde au début de l'exercice	9 779	8 418
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 325	1 361
Solde à la fin de l'exercice	11 104	9 779
Cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices <i>(note 13)</i>		
Solde au début de l'exercice	(374)	(277)
Autres éléments du résultat étendu	112	(97)
Solde à la fin de l'exercice	(262)	(374)
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire	16 789	15 354
Capitaux propres attribuables à la participation sans contrôle		
Solde au début de l'exercice	178	182
Bénéfice attribuable à la participation sans contrôle	19	15
Distribution versée à la participation sans contrôle	(19)	(19)
Solde à la fin de l'exercice	178	178
Total des capitaux propres	16 967	15 532

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

1. DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Ontario Power Generation Inc. (OPG ou la Société) a été constituée le 1^{er} décembre 1998 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) et est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario (la Province ou l'actionnaire). OPG est une entreprise ontarienne dont la principale activité est la production et la vente d'électricité.

Au 31 décembre 2021, OPG détenait et exploitait deux centrales nucléaires, 66 centrales hydroélectriques, deux centrales thermiques, une centrale solaire et quatre turbines alimentées au gaz naturel à cycle combiné (cycle combiné) en Ontario, au Canada. Les centrales à cycle combiné sont des installations alimentées au gaz naturel qui sont détenues et exploitées par l'entremise d'Atura Power, filiale en propriété exclusive de la Société. Également, par l'entremise d'OPG Eagle Creek Holdings LLC (Eagle Creek), filiale américaine en propriété exclusive de la Société, OPG détenait et exploitait, en propriété exclusive ou en copropriété, 87 centrales hydroélectriques et détenait des participations minoritaires dans 14 centrales hydroélectriques et deux centrales solaires aux États-Unis au 31 décembre 2021. OPG possède également deux centrales nucléaires en Ontario, la centrale Bruce A et la centrale Bruce B (collectivement, les centrales nucléaires Bruce), qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. (Bruce Power).

2. MODE DE PRÉSENTATION

Les présents états financiers consolidés ont été dressés et sont présentés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (PCGR des États-Unis).

Comme l'exige le *Règlement de l'Ontario 395/11*, dans sa version modifiée, en vertu de la *Loi sur l'administration financière* (Ontario), OPG a adopté, depuis le 1^{er} janvier 2012, les PCGR des États-Unis pour la présentation de ses états financiers consolidés. De plus, depuis le 1^{er} janvier 2012, OPG a obtenu une dispense de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (la CVMO) quant à l'application des exigences de l'article 3.2 du *Règlement 52-107 sur les principes comptables et normes d'audit acceptables*. En vertu de cette dispense, OPG est autorisée à déposer des états financiers consolidés préparés selon les PCGR des États-Unis, plutôt que selon les Normes internationales d'information financière (IFRS), sans être un émetteur inscrit à la Securities and Exchange Commission des États-Unis.

En avril 2018, la dispense qu'OPG avait obtenue au préalable de la CVMO a été prolongée. Elle prendra fin à la première des éventualités suivantes :

- Le 1^{er} janvier 2024.
- L'exercice ouvert après qu'OPG cessera d'exercer des activités à tarifs réglementés.
- La date d'entrée en vigueur imposée par l'International Accounting Standards Board (IASB) pour l'application obligatoire d'une IFRS propre aux entités dont les activités à tarifs réglementés.

En janvier 2021, l'IASB a publié un exposé-sondage portant sur la nouvelle norme *Actifs et passifs réglementaires*, qui s'appliquerait aux entités exerçant des activités à tarifs réglementés. La période de réception des commentaires a pris fin le 30 juin 2021. OPG continue de surveiller le projet pour l'établissement d'une norme touchant les entités dont les activités sont à tarifs réglementés et le statut de cet exposé-sondage.

Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains montants comparatifs de 2020 ont été reclassés par rapport aux états financiers consolidés antérieurement présentés afin de les rendre conformes à la présentation des états financiers consolidés de 2021.

3. PRINCIPALES MÉTHODES ET ESTIMATIONS COMPTABLES

a) Base de consolidation

Les états financiers consolidés de la Société comprennent les comptes d'OPG et de ses filiales à participation majoritaire ainsi que les entités à détenteurs de droits variables (EDDV) dont OPG est le principal bénéficiaire. Tous les soldes et opérations intersociétés ont été éliminés au moment de la consolidation.

Lorsqu'OPG ne détient pas le contrôle d'un placement, mais qu'elle exerce une influence notable sur les politiques d'exploitation et de financement d'une entité émettrice, la participation est comptabilisée à la valeur de consolidation.

Le tableau ci-dessous présente des informations sur les placements d'OPG qui étaient comptabilisés à la valeur de consolidation au 31 décembre 2021 :

Entité	Pays de l'établissement commercial	Type d'entité	Participation
Ontario Charging Network L.P.	Canada	Société en commandite	50,00 %
South Fork II Associates, L.P.	États-Unis	Société en commandite	50,00 %
Concord Hydro Associates	États-Unis	Société en commandite	26,94 %
New Hampshire Hydro Associates	États-Unis	Société de personnes	27,08 %
North Hartland, LLC	États-Unis	Société à responsabilité limitée	26,80 %
Dodge Falls Associates, L.P.	États-Unis	Société en commandite	26,80 %
Mesalonskee Stream Hydro, LLC	États-Unis	Société à responsabilité limitée	26,80 %
HCE-Dodge Falls, Inc.	États-Unis	Société par actions	26,94 %
Benton Falls Associates	États-Unis	Société de personnes	27,08 %
HMG, LLC	États-Unis	Société à responsabilité limitée	33,00 %
Boltonville Hydro Associates	États-Unis	Société de personnes	11,25 %
Briar Hydro Associates	États-Unis	Société de personnes	27,08 %
Brassua TIC	États-Unis	Propriété en indivision	24,19 %
Kennebec Water Power Company	États-Unis	Société par actions	50,20 %

b) Entités à détenteurs de droits variables

OPG effectue des analyses constantes pour déterminer si elle détient des EDDV. Les EDDV desquelles OPG est réputée être le principal bénéficiaire sont consolidées. Le principal bénéficiaire d'une EDDV a à la fois le pouvoir de diriger les activités de l'entité qui ont le plus d'incidence sur son rendement économique et l'obligation d'absorber les pertes de l'entité qui pourraient éventuellement être importantes pour la Société. Dans les cas où OPG n'est pas réputée être le principal bénéficiaire, l'EDDV n'est pas comptabilisée dans les états financiers consolidés d'OPG. Les EDDV sont déconsolidées lorsque des faits et circonstances indiquent qu'OPG n'est plus réputée être le principal bénéficiaire.

Au 31 décembre 2021, l'EDDV importante de la Société était la Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN). Outre la SGDN, OPG peut conclure d'autres conventions de sociétés en commandite ou être considérée comme le principal bénéficiaire d'autres entités qui sont consolidées dans ses états financiers consolidés.

Société de gestion des déchets nucléaires

En 2002, OPG et d'autres producteurs canadiens de combustible nucléaire irradié ont constitué la SGDN, société distincte, conformément à la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire* (Canada) (LDCN). Le principal mandat à long terme de la SGDN est de mettre en œuvre une approche pour régler le problème de gestion à long terme du combustible nucléaire irradié au Canada. OPG détient la majorité des droits de vote au conseil d'administration de la SGDN et au niveau des membres. Selon la LDCN, les propriétaires de combustible nucléaire irradié doivent former des fiducies et y verser des fonds en vue de la mise en œuvre d'un plan de gestion à long terme du combustible nucléaire irradié conforme à la LDCN. OPG fournit plus de 90 % du financement de la SGDN, essentiellement pour la

conception et la mise en œuvre du plan canadien de gestion adaptative progressive (GAP) visant la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. Ainsi, OPG devrait absorber la plupart des pertes prévues de la SGDN en assurant le financement futur au cas où il y aurait un manque à gagner. Par conséquent, OPG détient des droits variables dans la SGDN, dont elle est le principal bénéficiaire. Les montants applicables dans les comptes de la SGDN, après élimination des opérations intersociétés, sont donc consolidés.

c) Utilisation d'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 influent sur les montants présentés des actifs et des passifs à la date de clôture et sur les montants présentés des revenus et des charges pour les périodes de présentation de l'information financière. La direction évalue régulièrement ces estimations d'après les résultats passés, la conjoncture et les hypothèses jugées raisonnables au moment où elles sont faites, tout rajustement étant comptabilisé dans la période au cours de laquelle il survient. Des estimations importantes sont utilisées pour déterminer les soldes des obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les coûts associés à la mise hors service d'immobilisations capitalisées dans les immobilisations corporelles, les impôts sur les bénéfices (y compris les impôts reportés), les éventualités, les actifs et les passifs réglementaires, le goodwill et les actifs incorporels, l'évaluation des placements dans des fonds distincts, l'amortissement et les stocks. Les montants réels pourraient grandement différer de ces estimations.

d) Regroupements d'entreprises

La Société comptabilise les acquisitions d'entités ou d'actifs qui correspondent à la définition d'une unité économique à titre de regroupements d'entreprises. Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés au moyen de la méthode de l'acquisition. Les actifs acquis et les passifs repris dans le cadre de regroupements d'entreprises sont évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition. Les coûts d'acquisition engagés dans le cadre de regroupements d'entreprises sont passés en charges dans la période au cours de laquelle ils ont été engagés. Si un ensemble d'activités acquis ne correspond pas à une unité économique, la transaction est comptabilisée à titre d'acquisition d'actifs et les coûts d'acquisition sont capitalisés.

Les actifs incorporels acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises sont comptabilisés séparément à la juste valeur s'ils sont séparables ou résultent de droits contractuels ou d'autres droits juridiques.

e) Goodwill

Le goodwill correspond à l'excédent du prix d'acquisition d'une entreprise acquise sur la juste valeur de l'actif net acquis.

La Société affecte le goodwill aux secteurs d'activité qui devraient tirer des avantages du goodwill comptabilisé. La Société évalue au moins une fois l'an des facteurs qualitatifs et quantitatifs pour déterminer s'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur d'une unité d'exploitation à laquelle le goodwill est affecté est inférieure à sa valeur comptable. S'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur d'une unité d'exploitation soit inférieure à sa valeur comptable ou si une évaluation quantitative est réalisée, la Société calcule la juste valeur de l'unité d'exploitation. La valeur comptable du goodwill d'une unité d'exploitation est considérée comme n'étant pas recouvrable si elle dépasse la juste valeur. La perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'unité d'exploitation sur sa juste valeur, dans la mesure où la perte de valeur est limitée au montant total du goodwill affecté à l'unité d'exploitation. Le goodwill est soumis à un test de dépréciation entre les tests annuels lorsqu'il est plus probable qu'improbable que la survenance d'un événement ou un changement de circonstance ait fait baisser la juste valeur de l'unité d'exploitation en deçà de sa valeur comptable.

f) Trésorerie, équivalents de trésorerie, trésorerie soumise à restrictions et placements à court terme

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent l'argent en dépôt et les instruments du marché monétaire dont l'échéance est de moins de 90 jours à la date d'achat. La trésorerie soumise à restrictions comprend essentiellement les montants réservés conformément aux exigences de diverses conventions d'emprunt et de financement. Tous les autres titres du marché monétaire dont l'échéance est de plus de 90 jours, mais de moins d'un an à la date d'achat, sont comptabilisés à titre de placements à court terme et classés dans les actifs à court terme. Ces instruments sont évalués au coût ou à la valeur de marché, selon le moins élevé des deux montants.

g) Prêt à recevoir

Le prêt à recevoir est un actif financier, dont les paiements sont fixes ou déterminés, qui n'est pas coté sur un marché actif. Il est initialement comptabilisé à la juste valeur et est par la suite comptabilisé au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Le solde du prêt à recevoir comptabilisé au bilan consolidé est lié aux billets subordonnés émis par Fair Hydro Trust au profit d'OPG. Le solde a été comptabilisé par OPG après la déconsolidation de Fair Hydro Trust en vertu de la *Loi de 2019 pour réparer le gâchis dans le secteur de l'électricité*.

h) Stocks

Les stocks, qui se composent de combustible et de matières et fournitures, sont évalués au coût ou à la valeur nette de réalisation, selon le moins élevé des deux montants. Le coût est établi en fonction du coût moyen pondéré pour le stock de combustible et du coût moyen pour les matières et les fournitures.

i) Actifs incorporels

Les actifs incorporels sont comptabilisés au coût. Les actifs incorporels qui ne sont pas considérés comme ayant une durée de vie indéterminée sont amortis au moyen de la méthode d'amortissement qui reflète le rythme selon lequel l'entité s'attend à consommer les avantages économiques futurs ou selon la méthode linéaire si le rythme ne peut être déterminé facilement. L'amortissement des actifs incorporels est pris en compte dans la dotation aux amortissements dans l'état des résultats consolidé. Les actifs incorporels sont soumis à un test de dépréciation et, s'ils se sont dépréciés, la valeur comptable est réduite du montant de la perte de valeur.

Au 31 décembre 2021, les périodes d'amortissement des actifs incorporels se présentaient comme suit :

Ententes d'achat d'électricité	de 2 à 20 ans
Permis d'exploitation – Federal Energy Regulatory Commission	de 10 à 40 ans
Applications et logiciels principaux	de 3 à 5 ans

Les ententes d'achat d'électricité (EAE) sont amorties sur une base linéaire sur la durée restante des contrats. Les permis d'exploitation sont amortis sur une base linéaire sur leur durée restante.

j) Immobilisations corporelles et amortissement

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût. Les frais d'intérêts engagés pendant la construction sont capitalisés dans le coût de l'immobilisation en fonction du taux d'intérêt sur la dette à long terme d'OPG. Les dépenses associées au remplacement des principales composantes sont capitalisées.

Les frais de maintenance importants pour les centrales à cycle combiné visées par des conventions de service à long terme avec des tiers sont comptabilisés selon la méthode du report, de sorte que les coûts sont capitalisés et amortis sur leur durée de vie utile estimative. Les frais de réparation et les autres frais de maintenance sont passés en charges au moment où ils sont engagés.

Les coûts d'enlèvement d'immobilisations qui n'ont pas fait l'objet d'une provision spécifique au cours de la période considérée ou des périodes antérieures sont imputés aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration au moment où ils sont engagés.

Les taux d'amortissement utilisés pour les différentes catégories d'immobilisations sont fondés sur la durée de vie utile estimative des immobilisations. Les immobilisations corporelles sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sauf les ordinateurs qui sont amortis selon la méthode de l'amortissement dégressif.

Au 31 décembre 2021, les périodes d'amortissement des immobilisations corporelles se présentaient comme suit :

Centrales nucléaires et principales composantes	de 5 à 74 ans ¹
Centrales hydroélectriques et principales composantes	de 3 à 100 ans
Centrales thermiques et principales composantes	de 2 à 50 ans
Installations d'administration et de service	de 5 à 50 ans
Ordinateurs	40 % par année
Matériel de service	de 3 à 15 ans

¹ Au 31 décembre 2021, aux fins de l'amortissement, les fins de vie des centrales nucléaires Darlington, Pickering, Bruce A et Bruce B se situaient entre 2024 et 2061. Les principales composantes sont amorties sur la durée de vie de la centrale ou sur la durée de vie des composantes, selon la plus courte des durées.

Les estimations comptables ayant trait aux hypothèses sur les fins de vie des immobilisations corporelles font largement appel au jugement de la direction, y compris la prise en compte de divers facteurs opérationnels, technologiques et économiques. OPG revoit régulièrement la durée de vie utile estimative de ses immobilisations corporelles, y compris les hypothèses de fin de vie des principaux actifs de production.

Dans le cas des centrales nucléaires exploitées par OPG, l'établissement des hypothèses de fin de vie de la centrale comprend principalement une évaluation de la durée de vie utile des principales composantes limitant la durée de vie, comme les canaux de combustible, en tenant compte des attentes quant à la capacité future d'exploitation économique et, le cas échéant, la remise en état de la centrale en vue d'une utilisation continue. La durée de vie utile prévue des principaux éléments limitant la durée de vie est établie au moyen d'évaluations techniques de leur adaptation à l'usage. Les attentes quant à la capacité future d'exploiter la centrale peuvent être influencées par les exigences du permis d'exploitation, la capacité de recouvrer les capitaux, les coûts d'exploitation et de déclassement et la politique gouvernementale, entre autres facteurs.

Même s'il existe un lien entre l'âge d'une centrale hydroélectrique et les dépenses en immobilisations nécessaires à son entretien, l'âge n'établit généralement pas de plafond global à la durée de vie utile prévue d'une centrale hydroélectrique. L'entretien régulier et le remplacement de certaines composantes précises permettent généralement aux centrales hydroélectriques de fonctionner pendant de très longues périodes. OPG utilise une durée de vie utile estimative ne dépassant pas 100 ans pour amortir les barrages et autres structures des grandes centrales hydroélectriques.

Les hypothèses de fin de vie des centrales thermiques et solaires sont établies en fonction de la durée de vie prévue des principales composantes de la centrale et de la capacité future d'exploitation économique prévue de la centrale en tenant compte des mécanismes de revenus disponibles.

k) Dépréciation d'actifs

Les actifs à long terme assortis d'une durée de vie déterminée sont soumis à un test de dépréciation chaque fois que des événements ou des changements de situation indiquent que la valeur comptable d'un actif pourrait ne pas être recouvrable. Le test se fonde sur la présence d'indications de dépréciation comme l'avantage économique futur des actifs et les conditions externes du marché. La valeur comptable nette des actifs est considérée être dépréciée si elle excède la somme des flux de trésorerie estimatifs non actualisés qui devraient être tirés de l'utilisation des actifs et de leur cession éventuelle. Si la somme des flux de trésorerie futurs prévus non actualisés est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur est comptabilisée. Cette perte de valeur correspond à l'excédent, le cas échéant, de la

valeur comptable sur la juste valeur. La juste valeur est établie à partir des flux de trésorerie actualisés prévus si les cours du marché ne sont pas disponibles. La dépréciation est comptabilisée en résultats dans la période où elle est établie.

La valeur comptable des placements comptabilisés à la valeur de consolidation est soumise chaque année à un test pour détecter la présence de toute indication de dépréciation. S'il y a eu dépréciation et que celle-ci est durable, une perte de valeur est constatée. Cette perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur du placement.

I) Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et le *Règlement de l'Ontario 53/05* font en sorte qu'OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par les 54 centrales hydroélectriques réglementées situées en Ontario et les centrales nucléaires Darlington et Pickering en Ontario (collectivement, les installations à tarifs réglementés ou visées par un règlement). Les tarifs réglementés d'OPG pour ces installations sont établis par la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO).

La CEO est une société d'État autofinancée. Son mandat et son autorité lui sont conférés par la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la *Loi de 1998 sur l'électricité* et bon nombre d'autres lois provinciales. La CEO est un tribunal indépendant quasi judiciaire qui rend des comptes à l'organe législatif de la Province par l'intermédiaire du ministère de l'Énergie de l'Ontario. Elle régit les intervenants du marché dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité de l'Ontario. La CEO exerce ses fonctions de régie au moyen d'audiences publiques et d'autres instances moins officielles comme des consultations.

Les PCGR des États-Unis reconnaissent qu'une réglementation des tarifs peut donner lieu à des avantages et à des obligations économiques, dont le recouvrement auprès des clients ou le remboursement à ces derniers est exigé par l'organisme réglementaire. Lorsque la Société a une assurance suffisante que les coûts engagés relatifs aux centrales réglementées seront recouverts dans l'avenir, ces coûts peuvent être reportés et comptabilisés comme un actif réglementaire. Lorsque la Société devra rembourser aux clients dans l'avenir des sommes relatives aux centrales réglementées, y compris des sommes liées à des coûts qui n'ont pas été engagés et dont la CEO a prévu le recouvrement au moyen des tarifs réglementés, elle comptabilisera un passif réglementaire.

Certains des actifs et passifs réglementaires comptabilisés par la Société ont trait à des comptes d'écarts et de report (comptes réglementaires) autorisés par la CEO, y compris ceux autorisés en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. L'évaluation de ces actifs et passifs réglementaires est tributaire de certaines estimations et hypothèses, y compris des hypothèses posées relativement à l'interprétation du *Règlement de l'Ontario 53/05* et des décisions de la CEO. Les estimations faites et les hypothèses posées relativement à l'interprétation du règlement et des décisions de la CEO sont examinées dans le cadre du processus réglementaire de la CEO.

Les soldes d'actifs et de passifs réglementaires dans les comptes réglementaires dont l'inclusion dans les tarifs réglementés est approuvée par la CEO sont amortis sur les périodes de recouvrement ou de remboursement approuvées.

Outre les actifs réglementaires et passifs dans les comptes réglementaires, OPG comptabilise des actifs réglementaires et des passifs réglementaires pour les montants non amortis classés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu relativement aux obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite et des impôts reportés et, le cas échéant, des écarts entre les tarifs réglementés intermédiaires facturés aux clients pendant une période intermédiaire et les tarifs réglementés définitifs autorisés ou devant être autorisés par la CEO pour cette période afin de refléter les montants qui devraient être recouverts ou remboursés au moyen des tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Il existe des incertitudes relatives à l'évaluation de ces soldes en raison des hypothèses posées pour le calcul des obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires

de retraite et des impôts reportés qui sont attribués aux secteurs à tarifs réglementés et des hypothèses posées à l'égard des tarifs réglementés définitifs devant être autorisés par la CEO pour une période tarifaire intermédiaire.

Les actifs réglementaires comptabilisés par la Société au titre des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite non amortis classés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu reflètent l'utilisation de la méthode de la comptabilité d'engagement par la CEO depuis le 1^{er} avril 2008 pour le calcul des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite intégrés dans les tarifs réglementés approuvés pour OPG. Les coûts correspondants sont établis selon la même méthode dans les états financiers consolidés d'OPG. Par conséquent, les montants non amortis relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite d'OPG constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu ne seraient pas reflétés dans les tarifs réglementés avant leur reclassement hors du cumul des autres éléments du résultat étendu et leur comptabilisation comme composantes amortissement du coût des avantages liés à ces régimes. L'actif réglementaire est réduit à mesure que les soldes non amortis sous-jacents sont amortis comme composantes du coût des avantages.

Pendant la période du 1^{er} novembre 2014 au 31 décembre 2021, la CEO a limité les montants relatifs aux coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite compris dans le calcul des besoins en revenus approuvés et des tarifs réglementés aux dépenses au comptant de la Société pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite se rapportant aux activités à tarifs réglementés. L'écart entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établis selon la comptabilité d'engagement appliquée dans les états financiers consolidés audités et les dépenses au comptant réelles d'OPG pour ces régimes est saisi dans le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés pour examen futur par la CEO.

En 2017, la CEO a publié un rapport décrivant les principes directeurs et la politique sur les mécanismes de recouvrement des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite des services publics à tarifs réglementés des secteurs de l'électricité et du gaz naturel de l'Ontario. Selon le rapport, la méthode de la comptabilité d'engagement est celle qui doit être utilisée pour déterminer les montants des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite aux fins de l'établissement des tarifs, sauf si la CEO détermine que les tarifs établis selon cette méthode ne sont pas justes et raisonnables compte tenu de la situation d'un service public en particulier.

La décision de la CEO et l'ordonnance de février 2019 relatives à l'entente de règlement conclue entre OPG et les intervenants sur la demande d'OPG d'août 2018 visant l'utilisation des comptes réglementaires ont entraîné l'approbation de recouvrer le solde comptabilisé dans le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés au 31 décembre 2017, sans ajustement. En vertu de cette décision et de cette ordonnance, la CEO a approuvé le recours à la comptabilité d'engagement comme base de comptabilisation réglementaire et de recouvrement des coûts appropriée pour les soldes au 31 décembre 2017 du compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés.

En août 2021 et novembre 2021, la CEO a publié des décisions approuvant une entente de règlement conclue par OPG et les intervenants au sujet de la plupart des questions relatives à l'application par OPG des nouveaux tarifs réglementés visant la production des centrales nucléaires de la Société (entente de règlement) entre 2022 et 2026. L'entente de règlement permet le recouvrement des coûts des régimes de retraite à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite dans les revenus tirés de la production nucléaire au moyen de la méthode de la comptabilité d'engagement. Elle permet également le recouvrement du solde comptabilisé dans le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés au 31 décembre 2019, sans ajustement.

La Société est d'avis que ces décisions ont collectivement établi que la méthode de la comptabilité d'engagement était la méthode de calcul par défaut des montants des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite aux fins de l'établissement des tarifs et qu'il y a une probabilité suffisante que les montants non amortis relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite qui n'ont pas encore été reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu, ainsi que les montants comptabilisés au compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant après le 31 décembre 2019, seront inclus dans les tarifs réglementés futurs. Par conséquent, la Société continue de comptabiliser un actif réglementaire pour ces soldes.

Se reporter à la note 7 pour de plus amples renseignements sur le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant.

m) Constatation des revenus

i) Revenus tirés des contrats conclus avec les clients – Production réglementée

Dans la mesure où OPG détient un permis de producteur valide de la CEO et continue de se conformer aux règles du marché de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE), ses centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées peuvent continuer d'offrir de l'électricité sur le marché de gros de l'énergie. Le permis actuel de producteur d'OPG pour ces centrales est valide jusqu'en octobre 2023. Les revenus tirés de l'énergie produite par les centrales réglementées d'OPG sont fondés sur des tarifs réglementés établis par la CEO qui comprennent un tarif de base réglementé et, le cas échéant, des avenants tarifaires portant sur le recouvrement ou le remboursement des soldes approuvés des comptes réglementaires. Les revenus tirés des centrales hydroélectriques réglementées font aussi l'objet d'un mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité approuvé par la CEO. Ce mécanisme prévoit une tarification incitative pour encourager OPG à faire passer la production hydroélectrique des plages horaires à bas prix de marché aux plages horaires à fort prix de marché, réduisant ainsi les coûts globaux pour les clients.

La plus grande partie de la production d'électricité d'OPG est entièrement vendue sur le marché de l'énergie au comptant en temps réel de l'Ontario qui est administré par la SIERE. Pour l'électricité produite par ses centrales nucléaires réglementées et ses centrales hydroélectriques réglementées, OPG reçoit chaque mois un paiement de la SIERE sur la base des tarifs réglementés autorisés par la CEO. L'obligation de prestation d'OPG à l'égard de la production réglementée consiste à fournir de l'électricité produite par ses centrales réglementées au marché de gros de l'énergie en Ontario. La Société a déterminé que cette obligation de prestation est remplie au fil du temps; OPG utilise la méthode de production pour comptabiliser les revenus en appliquant le tarif de base réglementé et les avenants tarifaires pertinents applicables à chaque unité d'électricité produite et mesurée à la SIERE. Cette méthodologie reflète la nature en temps réel de la production d'électricité et l'obligation de prestation sous-jacente, dont aucune partie ne demeure non remplie à la fin de la période de présentation de l'information financière applicable.

Durant les périodes intermédiaires autorisées par la CEO, les revenus sont comptabilisés sur la base des tarifs réglementés intermédiaires établis par la CEO. Dans les cas où une décision subséquente de la CEO entraîne une différence entre les prix réglementés définitifs rétroactivement en vigueur pour la période intermédiaire et les prix réglementés intermédiaires, OPG comptabilise le rajustement des revenus qui en résulte pour cette période à titre d'actif réglementaire ou de passif réglementaire, en fonction de la décision de la CEO. Les revenus déficitaires de la période intermédiaire qui en découlent, le cas échéant, sont perçus prospectivement auprès de la SIERE de la manière autorisée par la CEO.

Les montants à recevoir d'OPG pour l'électricité produite par ses centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées font partie des montants liés à l'électricité à recevoir de la SIERE, ce qui représente le droit inconditionnel d'OPG au paiement pour s'être acquittée de son obligation de prestation, où seul le passage du temps est requis avant la réception du paiement.

Les tarifs de base réglementés en vigueur en 2021 pour la production nucléaire et hydroélectrique réglementée d'OPG ont été établis par la décision de la CEO de décembre 2017 et l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 en vigueur le 1^{er} juin 2017, selon une méthode de tarification incitative pour les centrales hydroélectriques et selon un cadre de réglementation incitative adaptée pour les centrales nucléaires. Les décisions d'août et novembre 2021 de la CEO et les ordres connexes établissant de nouveaux tarifs de base réglementés des centrales nucléaires entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2022 ont confirmé la poursuite de l'utilisation du cadre de réglementation incitative adapté.

Dans le cas des centrales hydroélectriques, les tarifs de base réglementés pour l'exercice qui s'est terminé le 31 décembre 2021 ont été fixés en augmentant chaque année les tarifs de base réglementés approuvés antérieurement, avec certains ajustements, selon une formule approuvée qui correspond à un facteur d'inflation pondéré propre à l'industrie fondé sur des indices publiés annuellement par la CEO, diminué d'un facteur de productivité supplémentaire. Le tarif de base réglementé des centrales hydroélectriques d'OPG pour la période du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2026 a été fixé afin qu'il corresponde au tarif de base réglementé de l'hydroélectricité de 2021 en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*.

En ce qui concerne les centrales nucléaires, les tarifs de base réglementés sont fixés selon une approche de nivellement des tarifs qui reporte une partie des besoins en revenus tirés de la production nucléaire approuvés en vue d'un recouvrement futur dans le compte de report lié au nivellement des tarifs, dans le but de stabiliser les variations d'une année à l'autre du tarif moyen pondéré de l'ensemble de la production nucléaire et hydroélectrique réglementée d'OPG, conformément aux exigences du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Pour ce qui est des activités nucléaires, les besoins en revenus pour chacune des années sont fondés sur les charges d'exploitation d'OPG autorisées par la CEO et un rendement de la base tarifaire, moins l'ajustement d'un facteur de productivité supplémentaire. La base tarifaire est un concept réglementaire qui, pour OPG, représente le niveau net moyen des investissements dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels à tarifs réglementés et une provision pour le fonds de roulement.

De plus amples renseignements sur la décision de la CEO au sujet des tarifs de base réglementés approuvés d'OPG pour les centrales nucléaires à compter du 1^{er} janvier 2022 et le compte de report lié au nivellement des tarifs se trouvent à la note 7.

ii) Revenus tirés des contrats conclus avec les clients – Production non réglementée et autres revenus

La totalité des centrales non réglementées d'OPG en Ontario est assujettie à des contrats et à des conventions d'approvisionnement en énergie (CAE) avec la SIERE ou à d'autres ententes contractuelles à long terme. La majorité de ces centrales font l'objet d'une CAE avec la SIERE.

Les revenus tirés des centrales qui sont visées par une CAE sont comptabilisés au montant qu'OPG a le droit de facturer mensuellement dans la mesure où la Société s'acquitte de son obligation de prestation conformément aux modalités de l'entente de fournir de l'énergie et de la capacité à partir des centrales visées. Aucune partie de l'obligation de prestation d'OPG ne demeure non remplie à la fin de toute période de présentation de l'information financière applicable. OPG estime les revenus pour les montants variables ou conditionnels en vertu de chaque CAE au moyen de la méthode du montant le plus probable, contrat par contrat. Le montant variable en vertu de chaque CAE n'est inclus dans les revenus que dans la mesure où il est probable que le montant ne fera pas l'objet d'une reprise importante une fois l'incertitude sous-jacente dissipée.

Les montants à recevoir d'OPG pour l'électricité produite aux termes d'une CAE avec la SIERE font partie des montants liés à l'électricité à recevoir de la SIERE, ce qui représente le droit inconditionnel d'OPG au paiement pour s'être acquittée de son obligation de prestation, où seul le passage du temps est requis avant la réception du paiement.

Les centrales d'OPG aux États-Unis sont assujetties à des EAE visant la fourniture d'énergie et de capacité sur les différents marchés ou reçoivent les prix du marché de gros. Les contreparties aux EAE actuellement en vigueur sont principalement des sociétés locales de services publics d'électricité établies aux États-Unis. Selon les modalités contractuelles de chaque EAE, l'obligation de prestation consiste en la fourniture d'énergie, de capacité ou de certificats d'énergie renouvelable (CER) ou une combinaison de ceux-ci. Les obligations de performance visant la fourniture d'énergie et de capacité sont satisfaites au fil du temps, et les revenus sont comptabilisés au montant que la Société a le droit de facturer mensuellement à la contrepartie applicable. L'obligation de prestation visant la fourniture de CER est satisfaite à un moment donné, et les revenus sont comptabilisés lorsque les certificats liés aux CER sont délivrés.

En outre, OPG vend et achète de l'électricité sur des marchés interconnectés de l'électricité dans les autres provinces canadiennes et les régions du nord-est et du Midwest des États-Unis. Aux termes de ces ententes, l'obligation de prestation d'OPG consiste à assurer l'approvisionnement en énergie, le règlement financier ou une capacité, selon le contrat, à une contrepartie dans une zone de contrôle à l'extérieur de l'Ontario. Les gains et les pertes sur contrats de négociation d'énergie (y compris ceux qui seront réglés physiquement) sont présentés au montant net dans les états des résultats consolidés.

OPG tire également des revenus autres qu'énergétiques d'un contrat de location et d'ententes connexes conclus avec Bruce Power qui visent les centrales nucléaires Bruce. Les ententes connexes concernent les revenus tirés de la vente d'eau lourde, les services de détritiation et les services de gestion des déchets nucléaires. Les revenus aux termes de ces ententes sont comptabilisés à mesure que les services sont fournis ou lorsque des produits sont livrés et qu'ils satisfont à l'obligation de prestation d'OPG.

De plus, les revenus autres qu'énergétiques englobent les revenus tirés de la vente d'isotopes et d'autres services. Les revenus tirés de ces activités sont comptabilisés dans la mesure où l'obligation de prestation correspondante est remplie, conformément aux modalités stipulées dans les contrats respectifs.

iii) Comptabilisation des revenus – Revenus locatifs

Les paiements de loyers minimaux découlant du contrat de location conclu avec Bruce Power relativement aux centrales nucléaires Bruce sont comptabilisés dans les revenus selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée du contrat de location. De même, les revenus tirés des contrats de location de propriétés immobilières sont comptabilisés sur une base linéaire sur la durée du contrat de location à mesure que la Société rend les services requis décrits dans les contrats respectifs.

n) Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires

OPG constate des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles relativement à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, actualisées pour tenir compte de la valeur temporelle de l'argent. OPG estime le montant et le calendrier des décaissements futurs liés à ces activités en fonction des plans d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires. Les passifs sont d'abord constatés à leur juste valeur estimative, fondée sur la valeur actualisée des coûts que l'on prévoit engager.

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires (les passifs nucléaires) sont augmentés régulièrement du montant de la valeur actualisée de la tranche additionnelle (variable) des coûts relatifs aux déchets nucléaires produits chaque année, par imputation aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Les charges variables liées aux matières irradiées de faible activité et de moyenne activité (connues sous le nom de déchets irradiés de faible activité et de moyenne activité) sont imputées aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Les charges variables relatives à l'évacuation et au stockage du combustible nucléaire irradié sont imputées aux charges liées au combustible. Les passifs peuvent aussi être ajustés pour refléter la variation des montants estimatifs ou la modification du calendrier des flux de trésorerie futurs sous-jacents, et la variation des coûts de mise hors service d'immobilisations qui en découle est capitalisée dans la valeur comptable des immobilisations connexes en service.

Un certain nombre d'hypothèses importantes utilisées dans le calcul des passifs nucléaires font l'objet d'une incertitude et d'un jugement inhérents à mesure de l'évolution des programmes d'enlèvement des immobilisations et de gestion des déchets nucléaires. Par conséquent, les modifications apportées aux facteurs opérationnels et techniques sous-jacents et aux autres hypothèses qui sous-tendent ces estimations pourraient changer considérablement au fil du temps et entraîner une augmentation ou diminution importante des coûts de ces programmes.

Une réévaluation complète de toutes les hypothèses sous-jacentes et de toutes les estimations des coûts de base est effectuée régulièrement pour les passifs nucléaires. Toute variation des passifs nucléaires en raison de nouvelles hypothèses ou estimations ayant une incidence sur le montant ou le calendrier des flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs initiaux est comptabilisée à titre d'ajustement des passifs. Une révision à la hausse des passifs nucléaires représente la valeur actualisée des augmentations des flux de trésorerie futurs non actualisés établies à partir d'un taux sans risque rajusté en fonction du crédit actuel. Une révision à la baisse des passifs nucléaires représente la valeur actualisée des diminutions des flux de trésorerie futurs non actualisés établies à partir d'un taux d'actualisation moyen pondéré reflété dans le passif existant. Au règlement des passifs, un gain ou une perte serait constaté.

La désactualisation découle du fait que les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires sont présentés à leur valeur actualisée. La charge de désactualisation correspond à l'augmentation de la valeur comptable des passifs attribuable au passage du temps.

Le coût de mise hors service d'immobilisations est capitalisé par augmentation de la valeur comptable des immobilisations connexes en service. Le coût capitalisé est amorti sur la durée de service résiduelle des immobilisations connexes et pris en compte dans la dotation aux amortissements.

OPG n'a aucune obligation légale à l'égard du déclassement de ses installations hydroélectriques, et les coûts pour ce type d'installations ne peuvent pas faire l'objet d'une estimation raisonnable étant donné leur longue durée de vie utile. Compte tenu des efforts déployés pour la maintenance ou la reconstruction, il est présumé que les structures de contrôle des débits d'eau seront utilisées dans un avenir prévisible. Donc, OPG n'a constaté aucun passif lié au déclassement de ses installations hydroélectriques.

o) Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires

Conformément à l'accord en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (ONFA) conclu entre OPG et la Province, OPG a établi et a constitué des fonds de réserve dans le Fonds distinct pour combustible irradié et le Fonds distinct de déclassement (collectivement, les Fonds distincts nucléaires). Le Fonds distinct pour combustible irradié vise à financer les dépenses liées à la gestion à long terme des grappes de combustible nucléaire irradié et certains frais de stockage du combustible nucléaire irradié engagés après la fermeture des centrales nucléaires. Le Fonds distinct de déclassement a été établi pour financer les coûts de l'enlèvement des immobilisations nucléaires et la gestion à long terme des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité, et certains frais de stockage du combustible nucléaire irradié engagés après la fermeture des centrales nucléaires. Les obligations de capitalisation d'OPG et les cotisations entraînées par celles-ci versées dans les Fonds distincts nucléaires sont établies en fonction des plans de référence régulièrement mis à jour et approuvés par la Province en vertu de l'ONFA. OPG conserve les Fonds distincts nucléaires dans des comptes de garde en mains tierces qui sont distincts du reste de ses actifs.

Les placements d'OPG dans les Fonds distincts nucléaires et les montants correspondants dus à la Province ou à recevoir de celle-ci sont classés comme détenus à des fins de transaction. Les Fonds distincts nucléaires sont évalués à la juste valeur selon le cours acheteur des titres de capitaux propres et des titres à revenu fixe sous-jacents et, dans le cas du portefeuille d'actifs immobiliers, à l'aide des techniques d'évaluation présentées à la note 16, les gains et pertes réalisés et latents étant comptabilisés dans les états des résultats consolidés d'OPG.

p) Dérivés

Tous les dérivés, y compris les dérivés incorporés qui doivent être comptabilisés de manière distincte, sont habituellement classés comme détenus à des fins de transaction et comptabilisés à la juste valeur dans les bilans consolidés. Les coûts de transaction des instruments financiers classés ou désignés comme détenus à des fins de transaction sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés.

Les dérivés sont admissibles à la comptabilité de couverture s'ils respectent les exigences de documentation relative à la relation de couverture pertinente, et l'instrument dérivé désigné comme couverture devrait couvrir efficacement le risque cerné pendant toute la durée de l'élément de couverture. Au moment de la mise en place d'une relation de couverture, OPG documente la relation existant entre l'instrument de couverture et l'élément couvert, son objectif de gestion des risques et sa stratégie de couverture. Une évaluation documentée est effectuée, d'abord au moment de la mise en place de la couverture, puis de manière continue, pour déterminer si les dérivés utilisés dans les opérations de couverture sont très efficaces ou non pour compenser les variations attribuables aux risques couverts des justes valeurs ou des flux de trésorerie des éléments couverts.

Tous les contrats dérivés qui ne sont pas désignés comme couvertures sont constatés comme des actifs ou des passifs dérivés à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les états des résultats consolidés. Se reporter à la note 15 qui traite des risques auxquels OPG s'expose et des instruments dérivés utilisés pour gérer l'exposition d'OPG aux risques.

q) Évaluations à la juste valeur

La juste valeur est le prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif dans le cadre d'une transaction régulière conclue dans des conditions de concurrence normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. Les évaluations à la juste valeur sont nécessaires pour refléter les hypothèses que les intervenants du marché utiliseraient pour établir le prix d'un actif ou d'un passif en fonction des meilleures informations disponibles. Ces hypothèses comprennent les risques inhérents à une technique d'évaluation en particulier, comme un modèle d'évaluation, et les risques inhérents aux données utilisées dans le modèle. OPG emploie une hiérarchie des justes valeurs qui classe les actifs et les passifs dans trois niveaux en fonction de l'objectivité relative des données employées pour évaluer les justes valeurs, le niveau 1 correspondant au degré d'objectivité le plus élevé. Se reporter à la note 16 pour obtenir une présentation sur les évaluations à la juste valeur et sur la hiérarchie des justes valeurs.

r) Titres de capitaux propres

Les titres de capitaux propres détenus par OPG sont évalués à la juste valeur, et les gains et pertes latents attribuables à la variation de la juste valeur sont comptabilisés dans les états des résultats consolidés. Les coûts de transaction connexes sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés et les revenus de dividendes sont inclus dans le bénéfice net au cours de la période où les dividendes sont déclarés. Les titres de capitaux propres sont évalués initialement au coût.

s) Conversion des monnaies étrangères

La monnaie fonctionnelle de toutes les filiales importantes d'OPG est le dollar canadien, sauf celle des filiales aux États-Unis, qui est le dollar américain. La monnaie fonctionnelle des filiales de la Société est la monnaie de l'environnement économique principal dans lequel elles exercent leurs activités.

Les transactions libellées en monnaies autres que la monnaie fonctionnelle de la Société sont converties dans la monnaie fonctionnelle au taux de change en vigueur à la date de transaction. Les actifs monétaires et les passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont reconvertis au taux de la monnaie fonctionnelle en vigueur à la date de clôture. Les gains et pertes de change sur le règlement des transactions et la conversion des actifs monétaires et des passifs monétaires sont comptabilisés dans les états des résultats consolidés.

Les résultats et la situation financière des filiales de la Société dont la monnaie fonctionnelle est le dollar américain sont convertis dans la monnaie de présentation au taux de clôture à la date du bilan consolidé pour les actifs et les passifs et au taux de change moyen de la période pour les éléments des produits et des charges. Les gains latents ou les pertes latentes découlant de la conversion des montants des données financières de ces entités sont comptabilisés à titre de composantes des autres éléments du résultat étendu et cumulés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu des bilans consolidés, et ne sont pas constatés au bénéfice net ou dans les bénéfices non répartis à moins d'une vente ou d'une liquidation complète ou essentiellement complète du placement.

t) Recherche et développement

Les frais de recherche et de développement sont passés en charges au moment où ils sont engagés. Les frais de recherche et de développement engagés pour régler des obligations à long terme pour lesquelles des provisions spécifiques existent déjà, comme les passifs nucléaires, sont imputés au passif correspondant.

u) Contrats de location

La Société détermine si une entente est, ou contient, un contrat de location à la date de passation. Un contrat est réputé contenir un contrat de location s'il consiste en un bien déterminé et que le client qui est partie à l'entente détient le droit de contrôler l'utilisation du bien pour un certain de temps moyennant une contrepartie. Aux fins de la présentation de l'information financière, les contrats de location sont évalués et classés comme contrats de location simple ou comme contrats de location-acquisition. Les contrats de location-acquisition, qui ont pour effet de transférer pratiquement tous les risques et avantages inhérents à la propriété du bien loué, sont portés au bilan, au commencement du contrat, à la juste valeur du bien loué ou, si elle est moins élevée, à la valeur actualisée des paiements de loyers minimums. Les contrats de location-acquisition sont amortis sur la durée de vie utile estimative de l'actif ou sur la durée du contrat, selon la plus courte des deux.

Les contrats de location qui font en sorte que le bailleur conserve la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif sont classés comme des contrats de location simple. Les paiements effectués dans le cadre d'un contrat de location simple, sauf les loyers conditionnels, sont comptabilisés à titre de charges aux états des résultats consolidés de manière linéaire sur la durée du contrat de location. Lorsque le montant des charges locatives comptabilisées diffère des paiements réels effectués dans le cadre d'un contrat de location simple, sauf les loyers conditionnels, l'écart est reporté et présenté aux bilans consolidés dans les actifs ou les passifs.

OPG constate un actif au titre du droit d'utilisation et une obligation locative pour les contrats de location simple, autres que les contrats de location à court terme, dans le cadre desquels OPG est le preneur. Les contrats à court terme comprennent les contrats de location qui ont une durée de 12 mois et moins à compter de la date de début du contrat et qui ne contiennent pas d'option d'achat visant les biens sous-jacents dont l'entité a la certitude raisonnable d'exercer. Les actifs et passifs des contrats de location simple sont constatés à la date de début du contrat de location selon la valeur actualisée estimative des paiements de loyers sur la durée du contrat de location. Lorsqu'il peut être déterminé, le taux implicite du contrat de location est utilisé comme taux d'actualisation pour calculer la valeur actualisée des paiements de loyers au titre d'un contrat de location dans le cadre duquel la Société est le preneur. Autrement, la Société a recours au taux d'emprunt marginal. Le taux d'actualisation est réévalué si l'obligation locative respective doit être réévaluée en raison de changements dans les hypothèses clés ou dans le contrat sous-jacent.

Les contrats de location assortis de composantes locatives et non locatives sont comptabilisés comme une seule composante, de nature locative.

v) Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Les programmes d'avantages postérieurs à l'emploi offerts à la plupart des employés à temps plein d'OPG se composent d'un régime de retraite agréé contributif à prestations déterminées, d'un régime de retraite complémentaire à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite, qui comprennent une assurance vie collective et une assurance de soins de santé, ainsi qu'une assurance en cas d'invalidité prolongée. Certains avantages postérieurs à l'emploi sont aussi offerts par la SGDN, par Eagle Creek et par Atura Power, lesquels sont tous consolidés dans les résultats financiers d'OPG. Eagle Creek et Atura Power offrent également un régime d'épargne à cotisations déterminées aux employés admissibles, dans le cadre duquel l'employeur et les employés versent des cotisations selon les modalités du régime. Le régime de retraite à prestations déterminées d'OPG est indexé pour tenir compte de l'inflation jusqu'à un certain maximum. À moins d'indication contraire, l'information sur les programmes d'avantages postérieurs à l'emploi de la Société est présentée sur une base consolidée.

OPG présente la situation de capitalisation de ses régimes à prestations déterminées dans les bilans consolidés. La situation de capitalisation est évaluée comme la différence entre la juste valeur des actifs des régimes et l'obligation au titre des prestations pour chaque régime.

Les obligations au titre des coûts des prestations de retraite à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite sont établies selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services. L'obligation au titre des prestations d'invalidité prolongée est calculée au moyen de la méthode de répartition des prestations selon une capitalisation à l'échéance. Les obligations au titre des prestations de retraite déterminées et des avantages complémentaires de retraite dépendent de divers facteurs, dont les hypothèses démographiques (le taux de mortalité, la retraite) et économiques (le taux d'actualisation, les échelons salariaux, l'inflation et la hausse des coûts des soins de santé), les gains ou les pertes actuariels et les ajustements provenant de modifications des régimes. Les coûts et les obligations liés aux régimes de retraite à prestations déterminées et aux avantages complémentaires de retraite sont déterminés chaque année par des actuaires indépendants, à partir des meilleures hypothèses de la direction.

Les hypothèses sont des intrants importants des modèles actuariels qui évaluent les obligations au titre des prestations de retraite constituées à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite et leur incidence connexe sur l'exploitation. Le taux d'actualisation, le taux d'inflation et les changements des échelons salariaux sont trois hypothèses clés utilisées dans le calcul du coût et des obligations relatifs aux prestations. En outre, le taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes est une hypothèse clé dans l'établissement du coût des régimes de retraite agréés à prestations déterminées, et le taux tendanciel des coûts des soins de santé est une hypothèse clé dans l'établissement du coût et des obligations liés aux avantages complémentaires de retraite. Ces hypothèses, de même que d'autres hypothèses touchant des facteurs démographiques comme l'âge du départ à la retraite, le taux de mortalité et le taux de roulement du personnel, sont réévaluées régulièrement par la direction de concert avec des actuaires indépendants. Au cours du processus d'évaluation, les hypothèses sont mises à jour pour refléter l'historique et les prévisions. Les résultats réels pour tout exercice différeront souvent des hypothèses actuarielles en raison de facteurs économiques et autres donnant lieu à des gains ou des pertes actuariels. Selon les PCGR des États-Unis, l'incidence de ces réévaluations et de ces écarts sur les obligations au titre des prestations respectives est cumulée et amortie sur les périodes futures, comme il est décrit ci-dessous.

Les taux d'actualisation, qui sont représentatifs du rendement d'obligations de sociétés notées AA, sont utilisés pour calculer la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs prévus à la date d'évaluation afin d'établir les obligations au titre des prestations projetées pour les régimes d'avantages sociaux de la Société. Un taux d'actualisation moins élevé se traduit par une augmentation des obligations au titre des prestations et des coûts des avantages. OPG utilise une approche fondée sur une courbe intégrale de rendements pour estimer les composantes coût des services rendus et frais d'intérêts des régimes de retraite à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite en vertu de laquelle les taux au comptant spécifiques sur la courbe des rendements sont utilisés pour établir les obligations au titre des prestations projetées. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes de retraite à prestations déterminées est fondé sur la répartition des actifs de la caisse de retraite et sur le rendement prévu en tenant compte des risques et rendements à long terme de chaque catégorie d'actifs qui compose le portefeuille des régimes. Un taux de rendement prévu moins élevé des actifs des régimes fait augmenter les coûts des régimes de retraite.

Les actifs de la caisse de retraite se composent d'actions canadiennes et d'actions internationales, de titres à revenu fixe de gouvernements et de sociétés, de fonds en gestion commune, de placements dans des biens immobiliers et des infrastructures et d'autres placements. Ces actifs sont gérés par des gestionnaires de portefeuille professionnels. La caisse de retraite n'investit pas dans les titres de capitaux propres ou les titres d'emprunt émis par OPG ou ses filiales. Les actifs de la caisse de retraite au titre des régimes de retraite à prestations déterminées sont évalués à des valeurs liées au marché afin d'établir l'amortissement des gains ou des pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. La valeur liée au marché des actifs de la caisse de retraite au titre des régimes de retraite à prestations déterminées d'OPG tient compte des gains et des pertes découlant des titres de capitaux propres à un taux de rendement réel présumé de 6 % sur une période de cinq ans.

Les coûts liés aux régimes de retraite à prestations déterminées et aux avantages complémentaires de retraite comprennent le coût des prestations au titre des services rendus pour l'exercice, les intérêts débiteurs sur les obligations, le rendement prévu des actifs des régimes de retraite, les coûts ou les crédits au titre des services passés résultant de modifications aux régimes et les gains ou pertes actuariels qui découlent de modifications des hypothèses, et les gains et pertes actuariels. Les coûts ou les crédits au titre des services passés résultant des modifications des régimes de retraite à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés couverts par le régime correspondant jusqu'à la pleine admissibilité. Les coûts ou les crédits des prestations au titre des services passés résultant des modifications aux prestations en cas d'invalidité prolongée sont immédiatement comptabilisés comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés. En raison de la nature à long terme des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, l'excédent du gain net cumulatif non amorti (ou de la perte nette cumulative non amortie) sur 10 % de l'obligation au titre des prestations ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes de retraite (le corridor) si ce montant est supérieur, est amorti sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés couverts par le régime, soit la période pendant laquelle la Société devrait réaliser des avantages économiques connexes. Les gains ou les pertes actuariels liés à l'assurance en cas d'invalidité prolongée sont immédiatement comptabilisés comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés.

Les gains ou pertes actuariels et les coûts ou crédits des prestations au titre des services passés qui surviennent au cours de l'exercice et qui ne sont pas comptabilisés immédiatement à titre de composantes du coût des régimes de retraite à prestations déterminées sont comptabilisés comme des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices. Ces montants non amortis dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont par la suite reclassés et comptabilisés comme composantes amortissement des coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, comme il a été mentionné plus haut.

OPG comptabilise un actif réglementaire ou un passif réglementaire compensatoire pour la partie des ajustements au cumul des autres éléments du résultat étendu qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés afin de tenir compte du recouvrement ou du remboursement prévu de ces montants dans les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Pour la partie recouvrable ou remboursable qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés, OPG comptabilise une variation correspondante de l'actif réglementaire ou du passif réglementaire pour refléter le montant des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu et pour refléter le reclassement de montants du cumul des autres éléments du résultat étendu dans le coût des prestations au cours de la période.

Lorsque la constatation d'une mutation d'employés et du transfert des avantages sociaux connexes se traduit par une compression de régime et par un règlement des obligations, la compression est comptabilisée avant le règlement. On désigne par compression la perte du droit par les employés de constituer des prestations futures dans le cadre du régime. On entend par règlement l'acquiescement d'une obligation au titre des prestations d'un régime.

Lorsque les coûts des prestations déterminées sont admissibles à la capitalisation, seule la composante du coût des services rendus est inscrite à l'actif.

w) Impôts sur les bénéfiques et crédits d'impôt à l'investissement

OPG est exonérée de l'impôt sur ses activités en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu (Canada)*. Toutefois, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, OPG est tenue de verser à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIEO), un organisme de la Province, des paiements en remplacement de l'impôt sur les bénéfiques des sociétés. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu (Canada)* et de la *Loi de 2007 sur les impôts (Ontario)* dans sa version modifiée par la *Loi de 1998 sur l'électricité* et les règlements connexes. OPG verse donc des impôts d'un montant semblable au montant qu'elle verse en vertu des lois fiscales fédérale et provinciale.

Les filiales américaines d'OPG sont assujetties à l'impôt sur le revenu fédéral et étatique aux États-Unis en vertu du *Internal Revenue Code* des États-Unis et des codes de l'impôt sur le revenu des États. Ces filiales produisent des déclarations de revenus et paient des impôts dans les territoires applicables, comme l'exigent ces codes.

Les activités d'OPG sont complexes, et le calcul de la charge fiscale nécessite l'interprétation de divers lois et règlements relatifs à l'impôt. OPG a pris certaines positions à l'égard du calcul de sa charge fiscale. Ces positions en matière de déclaration de revenus pourraient être contestées, y compris par le ministère des Finances de l'Ontario, et certaines pourraient même être refusées, ce qui pourrait donner lieu à une modification importante de la charge fiscale d'OPG en cas de nouvelle cotisation. Une modification de la charge fiscale par suite d'une nouvelle cotisation qui aurait une incidence sur les activités réglementées pourrait être recouvrable auprès des clients ou remboursable à ceux-ci au moyen de certains comptes réglementaires autorisés par la CEO.

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfiques. Selon la méthode axée sur le bilan, les actifs et passifs d'impôts reportés sont établis selon les écarts entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales des actifs et des passifs. Les montants reportés sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur et selon les lois qui seront en vigueur au cours des exercices où les écarts temporaires devraient se résorber ou se régler. L'incidence d'une modification du taux d'imposition sur les actifs et passifs d'impôts reportés est imputée aux résultats dans la période où la modification entre en vigueur.

Si la direction établit, compte tenu des indications positives et négatives, au sens qui leur est donné dans *Accounting Standards Codification (ASC) Topic 740 - Income Taxes*, qu'il est plus probable qu'improbable qu'une partie ou la totalité de l'actif d'impôts reportés ne pourra être réalisée, une provision pour moins-value est comptabilisée pour ramener le solde au montant qui devrait être réalisé. La provision pour moins-value peut être réduite au cours des périodes ultérieures s'il est établi qu'il est plus probable qu'improbable que l'actif d'impôts reportés sera réalisé.

OPG constate les impôts reportés associés à ses activités réglementées et comptabilise un actif réglementaire ou un passif réglementaire compensatoire au titre des impôts reportés qui devraient être recouverts ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle.

Les économies d'impôts liées aux positions fiscales prises, ou devant être prises, dans une déclaration de revenus et relatives à des crédits d'impôt à l'investissement sont comptabilisées seulement lorsque le seuil plus probable qu'improbable est atteint. Les économies d'impôts et les crédits d'impôt à l'investissement sont mesurés en fonction du montant le plus élevé dont la probabilité qu'il soit réalisé lors du règlement est supérieure à 50 %.

Les crédits d'impôt à l'investissement sont comptabilisés en réduction de la charge d'impôts. OPG classe les intérêts et les pénalités liés aux économies d'impôts non constatées comme charge d'impôts.

L'incidence fiscale des transferts intragroupes d'actifs autres que les stocks est comptabilisée au moment du transfert.

x) Prises de position comptables récentes n'ayant pas encore été adoptées

i) Modifications des pertes de crédit sur les instruments financiers

En juin 2016, le Financial Accounting Standards Board (FASB) a publié l'ASU No. 2016-13, *Measurement of Credit Losses on Financial Instruments* (ASU 2016-13), une mise à jour du Topic 326, *Financial Instruments – Credit Losses*. L'ASU 2016-13 exige que les actifs financiers évalués au coût amorti soient présentés au montant net que l'on s'attend à percevoir, au moyen d'une correction de valeur pour pertes de crédit à déduire du coût amorti de l'actif. Les titres d'emprunt disponibles à la vente nécessiteront également le recours à une correction de valeur pour comptabiliser les pertes de crédit estimées. En novembre 2019, le FASB a publié l'ASU No. 2019-11, *Codification Improvements to Topic 326, Financial Instruments – Credit Losses*, qui précise que l'ASU 2016-13 s'applique aux exercices ouverts à compter du 15 décembre 2022, y compris les périodes intermédiaires de ces exercices, l'adoption anticipée étant permise. La ligne directrice révisée sera appliquée au moyen d'un ajustement cumulatif des bénéfices non répartis au cours de la période d'adoption. OPG continue d'évaluer l'incidence de cette mise à jour sur ses états financiers consolidés.

4. ACQUISITIONS D'UNE CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE AUX ÉTATS-UNIS

Le 30 décembre 2021, OPG, par l'entremise d'OPG Eagle Creek Holdings LLC, a acquis la centrale hydroélectrique Racine, de 48 mégawatts, aux États-Unis contre environ 88 millions de dollars américains (112 millions de dollars canadiens), sous réserve des ajustements d'usage au fonds de roulement et autres ajustements. La transaction a été comptabilisée à titre d'acquisition d'actifs, puisque la quasi-totalité de la juste valeur des actifs acquis se concentre dans les centrales. Le prix d'acquisition consistait principalement en 89 millions de dollars américains en immobilisations corporelles, déduction faite d'une dette à long terme de 1 million de dollars américains.

5. TRÉSORERIE, ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE ET TRÉSORERIE SOUMISE À RESTRICTIONS

La trésorerie, les équivalents de trésorerie et la trésorerie soumise à restrictions aux 31 décembre étaient composés de ce qui suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Trésorerie et équivalents de trésorerie	692	717
Trésorerie soumise à restrictions	6	8
Total de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	698	725

La trésorerie soumise à restrictions est détenue principalement à des fins prescrites, y compris le service de la dette et l'assurance, et à des fins générales de garantie et autres ententes contractuelles.

6. IMMOBILISATIONS CORPORELLES, ACTIFS INCORPORELS ET AMORTISSEMENT

Les immobilisations corporelles s'établissaient comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Centrales nucléaires	18 246	18 300
Centrales hydroélectriques réglementées	10 272	10 055
Centrales de production hydroélectrique visée par contrat et autres centrales	6 281	6 134
Centrales d'Atura Power	3 314	3 363
Autres immobilisations corporelles	342	406
Constructions en cours	3 520	2 297
	41 975	40 555
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	11 471	10 566
Autres immobilisations corporelles	177	179
	11 648	10 745
	30 327	29 810

Les constructions en cours s'établissaient comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Réfection de la centrale Darlington	2 165	1 360
Projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long	317	102
Autres	1 038	835
	3 520	2 297

En 2021, les intérêts capitalisés dans les constructions en cours se sont élevés à 82 millions de dollars (112 millions de dollars en 2020) à un taux moyen de 3 % (4 % en 2020).

Les actifs incorporels s'établissaient comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Centrales nucléaires	59	52
Centrales hydroélectriques réglementées	10	14
Centrales de production hydroélectrique visée par contrat et autres centrales ¹	165	165
Centrales d'Atura Power ¹	126	126
Logiciels et autres actifs incorporels	441	384
Aménagement en cours	47	42
	848	783
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	70	54
Logiciels et autres actifs incorporels	302	258
	372	312
	476	471

¹ Représente les contrats d'achat d'électricité, les permis de la Federal Energy Regulatory Commission et les droits d'usage de l'eau.

L'amortissement, y compris les montants comptabilisés dans les comptes réglementaires autorisés par la CEO, pour les exercices clos les 31 décembre se présentait comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Amortissement des immobilisations corporelles	996	910
Amortissement des actifs incorporels	49	44
Montants comptabilisés dans les comptes d'écarts et de report réglementaires	(180)	152
Amortissement des actifs et passifs réglementaires (<i>note 7</i>)	267	216
	1 132	1 322

7. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Les actifs et passifs réglementaires s'établissent comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Actifs réglementaires		
<i>Comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO</i>		
Compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés	979	921
Compte de report lié au nivellement des tarifs	531	508
Compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire	404	481
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	145	166
Compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires	122	15
Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	68	350
Autres comptes d'écarts et de report ¹	23	27
	2 272	2 468
Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (<i>note 14</i>)	2 877	5 199
Impôts reportés (<i>note 12</i>)	1 606	1 437
Total des actifs réglementaires	6 755	9 104
Moins : tranche à court terme	288	533
Actifs réglementaires à long terme	6 467	8 571
Passifs réglementaires		
<i>Comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO</i>		
Compte d'écarts lié aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	509	481
Compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie (31 décembre 2017) de la centrale Pickering	163	416
Compte d'écarts relatifs aux conditions hydrologiques	135	240
Compte d'écarts de mise à niveau de la capacité	33	161
Autres comptes d'écarts et de report ²	166	207
	1 006	1 505
Crédit net aux contribuables lié à la COVID-19	47	-
Total des passifs réglementaires	1 053	1 505
Moins : tranche à court terme	276	266
Passifs réglementaires à long terme	777	1 239

¹ Représente les montants dans le compte de report des passifs nucléaires, le compte d'écarts et de report relatif aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements pour la production hydroélectrique, le compte de report lié à l'aptitude fonctionnelle, le compte de report lié aux coûts de fermeture de la centrale Pickering et le compte d'écarts relatifs au rejet des soldes d'avant décembre 2008 du tunnel de Niagara.

² Représente les montants dans le compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires, le compte d'écarts et de report relatif aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements pour la production nucléaire, le compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes, le compte d'écarts relatifs au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité, le compte d'écarts des CII aux fins de la RS&DE, le compte d'écarts pour les frais financiers relatifs à la différence entre le coût prévu comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés, et le compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie des centrales.

En décembre 2020, OPG a déposé une demande visant une période de cinq ans auprès de la CEO pour de nouveaux tarifs de base réglementés visant la production des centrales nucléaires, avec le 1er janvier 2022 comme date d'entrée en vigueur. En outre, la demande comprenait une demande de nouveaux avenants tarifaires visant à recouvrer ou à rembourser les soldes au 31 décembre 2019 de la majorité des comptes réglementaires, et certaines incidences en matière d'impôt sur le revenu, diminués de montants approuvés antérieurement aux fins de recouvrement ou de remboursement au moyen d'avenants tarifaires, avec prise d'effet au 31 décembre 2021, ainsi que le maintien de tous les comptes de report et d'écarts applicables existants. En juillet 2021, OPG et les intervenants dans la demande d'OPG ont conclu une entente de règlement qui a été approuvée dans le cadre d'une décision verbale de la CEO rendue le 6 août 2021. Le 15 novembre 2021, la CEO a publié une ordonnance écrite sur les problèmes en suspens, y compris ceux liés à la mise en service d'immobilisations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts, ainsi que ses raisons pour approuver l'entente de règlement. Le stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts est une étape préalable faisant partie des travaux de réfection de la centrale Darlington.

Dans le cadre de la décision de novembre 2021, la CEO a réduit les coûts du stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts admissibles à la base tarifaire de 94 millions de dollars, majorés des intérêts capitalisés dans le projet pendant la période de mai 2017 à mars 2020, selon un examen du critère de prudence. La CEO a également déterminé que mars 2020 était la date d'entrée en service appropriée pour l'inclusion dans la base tarifaire de tous les coûts de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts approuvés, ce qui est plus tard que les dates d'entrée en service proposées par OPG, soient 2016 et 2019. En raison de ces ajustements, la Société a comptabilisé une diminution de 58 millions de dollars des actifs réglementaires au titre de l'incidence sur les besoins en revenus du stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts auparavant comptabilisée au compte d'écarts de mise à niveau de la capacité au quatrième trimestre de 2021. La Société a également comptabilisé une diminution de 90 millions de dollars de la valeur comptable des immobilisations connexes, avec une baisse correspondante des Autres gains.

En tenant compte des ajustements liés au stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts, la CEO a approuvé le recouvrement d'un montant total net de 644 millions de dollars qui comprend certains montants comptabilisés aux comptes réglementaires au 31 décembre 2019 et de l'incidence fiscale connexe pour le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés. En outre, l'entente de règlement a reporté la reprise d'une tranche égale à 40 millions de dollars des montants comptabilisés comme recouvrables auprès des clients au compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire au 31 décembre 2019 à une audience à venir. Le solde total net approuvé de 644 millions de dollars comprend un montant de 787 millions de dollars en soldes recouvrables approuvés précédemment, mais pas encore autorisés pour recouvrement par la CEO, et de soldes remboursables nets nouvellement approuvés de 143 millions de dollars. L'incidence fiscale incluse pour le recouvrement était auparavant comptabilisée dans les actifs réglementaires pour les impôts reportés.

Dans le cadre de l'entente de règlement, OPG a accepté d'accorder un crédit aux contribuables pour un montant de 47 millions de dollars liés à l'écart entre l'incidence nette favorable sur le revenu tiré de l'électricité de la Société et les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration additionnelles découlant de la réponse à la pandémie de COVID-19 en 2020 et 2021. Au cours du troisième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé une augmentation correspondante des passifs réglementaires et une diminution du revenu net liées à ces incidences. Après l'approbation de l'entente de règlement par la CEO, OPG a cessé d'être assujettie au compte de report afin d'y consigner les pertes de revenus et les coûts différentiels liés à la pandémie de COVID-19 qui avait été créé par la CEO en mars 2020.

Les soldes approuvés des comptes réglementaires et les incidences connexes sur l'impôt sur le revenu pour le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés au 31 décembre 2019, ainsi que le crédit aux usagers de 47 millions de dollars lié à la réponse à la pandémie de la Société seront recouverts ou remboursés avec prise d'effet le 1er janvier 2022 sur des périodes de trois à cinq ans au moyen d'avenants tarifaires sur la production d'électricité nucléaire et hydroélectrique réglementée entre le 1er janvier 2022 et le 31 décembre 2026. En se basant sur les périodes approuvées de recouvrement ou de remboursement, la CEO a autorisé OPG à recouvrer 73 millions de dollars en 2022-2024 et 189 millions de dollars en 2025 et 2026 en lien avec ces soldes.

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020, pour les soldes des comptes réglementaires dont la cession a été approuvée, l'amortissement des actifs réglementaires et des passifs réglementaires a été comptabilisé selon la méthode linéaire, d'après la partie des soldes dont le recouvrement ou le remboursement pendant la période applicable a été précédemment approuvée par les décisions et les ordonnances respectives de la CEO. Les écarts de recouvrement ou remboursement des soldes approuvés attribuables aux écarts entre la production d'électricité prévue aux fins de l'établissement des avenants tarifaires et la production d'électricité réelle en fonction de laquelle les avenants tarifaires sont recouverts sont comptabilisés dans le compte d'écarts et de report relatif aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements pour la production nucléaire et dans le compte semblable pour la production hydroélectrique autorisés par la CEO.

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020, OPG a constaté des actifs réglementaires et des passifs réglementaires au titre des ajouts comptabilisés dans les comptes réglementaires en vertu des décisions et ordonnances applicables de la CEO, relativement aux montants reflétés dans les tarifs réglementés en vigueur pendant ces périodes.

Lorsque la CEO l'a autorisé, OPG a comptabilisé des intérêts sur les soldes non amortis dans les comptes réglementaires aux taux prescrits de la CEO de 0,57 % par année pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (de 0,57 % à 2,18 % par année en 2020).

L'approbation de l'entente de règlement par la CEO a autorisé le maintien de tous les comptes réglementaires applicables existants en cours au 1^{er} janvier 2022. Elle a également autorisé la création de nouveaux comptes réglementaires à compter du 1^{er} janvier 2022 afin de comptabiliser ce qui suit :

- l'incidence financière du passage des PCGR des États-Unis aux IFRS et de leur mise en œuvre, dans le cas où OPG adopterait les IFRS à des fins de présentation de l'information financière afin de satisfaire aux exigences de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Ontario);
- l'incidence sur les besoins en revenus tris de la production nucléaire des dépenses d'immobilisation et des charges d'exploitation du nouveau siège social prévu d'OPG à Clarington, en Ontario;
- 50 % des revenus réglementaires des activités réglementées d'OPG qui sont plus de 100 points de base au-dessus du rendement des capitaux propres reflété dans les tarifs de base réglementés approuvés par la CEO, évalués sur une base cumulative quinquennale sur la période 2022-2026 et calculés sur la structure du capital présumée reflétée dans les tarifs réglementés.

Les variations des actifs et passifs réglementaires pour les exercices clos les 31 décembre ont été les suivantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	Compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés	Compte de report lié au nivellement des tarifs	Compte d'écarts de production hydro-électrique de base excédentaire	Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	Compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires	Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Compte d'écarts lié aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Compte de report lié aux changements dans les dates de fin de vie de la centrale Pickering	Compte d'écarts relatifs aux conditions hydrologiques	Compte d'écarts de mise à niveau	Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite	Impôts reportés	Autres comptes d'écarts et de report (montant net)	Total
	a)	b)	c)	d)	e)	f)	g)	h)	i)	j)	k)	l)	m)	
Actifs (passifs) réglementaires, montant net 1 ^{er} janvier 2020	885	104	448	165	5	490	(348)	(251)	(216)	(41)	3 667	1 268	28	6 204
Augmentation (diminution)	87	391	131	(12)	11	-	(141)	(165)	(63)	(140)	1 532	169	(197)	1 603
Intérêts	-	13	5	3	-	-	(5)	-	(3)	(2)	-	-	(3)	8
Amortissement	(51)	-	(103)	10	(1)	(140)	13	-	42	22	-	-	(8)	(216)
Actifs (passifs) réglementaires, montant net 31 décembre 2020	921	508	481	166	15	350	(481)	(416)	(240)	(161)	5 199	1 437	(180)	7 599
Augmentation (diminution)	110	-	57	27	107	-	(148)	253	41	130	(2 322)	169	(71)	(1 647)
Intérêts	-	23	2	1	-	-	(3)	-	(1)	(2)	-	-	(3)	17
Amortissement	(52)	-	(136)	(49)	-	(282)	123	-	65	-	-	-	64	(267)
Actifs (passifs) réglementaires, montant net 31 décembre 2021	979	531	404	145	122	68	(509)	(163)	(135)	(33)	2 877	1 600	(190)	5 702

a) Compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés

Le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés a été créé initialement par la décision de novembre 2014 et l'ordonnance de décembre 2014 de la CEO, et a été maintenu par les décisions et des ordonnances de la CEO concernant la demande d'OPG visant les tarifs réglementés pour la période de 2017 à 2021. Pour la période du 1^{er} novembre 2014 au 31 décembre 2021, ce compte de report comptabilisait, pour les centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées, la différence entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG calculés au moyen de la méthode de la comptabilité d'engagement selon les PCGR des États-Unis et les dépenses au comptant réelles correspondantes d'OPG pour ces régimes.

À compter du 1^{er} janvier 2022, le compte continuera de comptabiliser l'écart pour les centrales électriques réglementées. Les tarifs de base réglementés et approuvés des centrales nucléaires pour la période 2022 à 2026 reflètent le recouvrement des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite selon la méthode de la comptabilité d'engagement et, par conséquent, le compte ne comptabilisera l'amortissement des centrales nucléaires qu'à compter du 1^{er} janvier 2022. Comme il est mentionné à la note 3, la Société a comptabilisé le montant réservé dans le compte de report à titre d'actif réglementaire.

Conformément aux exigences des PCGR des États-Unis, OPG comptabilise un actif réglementaire pour la partie des coûts des avantages complémentaires de retraite reportés et comptabilisés dans le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés, dans la mesure où le recouvrement de ces coûts commence dans les 5 ans et s'achève dans les 20 ans suivant la période au cours de laquelle les coûts ont été engagés, pourvu que le recouvrement à l'intérieur de ces limites n'entraîne pas d'augmentation des tarifs pour un exercice futur qui soit supérieure à celle de l'exercice précédent. Compte tenu du recouvrement des soldes du compte de report de la différence entre le coût comptabilisé des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés approuvé par la CEO, OPG continue de respecter les exigences ci-dessus en matière de comptabilisation continue des actifs réglementaires pour la partie des coûts des avantages complémentaires de retraite reportés.

b) Compte de report lié au nivellement des tarifs

Le compte de report lié au nivellement des tarifs a été créé par les décisions et les ordonnances liées à la demande de la CEO pour les tarifs réglementés de 2017 à 2021 en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05* afin de comptabiliser, aux fins de recouvrement futur, une partie des besoins de revenus annuels approuvés par la CEO pour les centrales nucléaires d'OPG pour la période du 1^{er} janvier 2017 jusqu'à la fin du projet de réfection de la centrale Darlington. Le *Règlement de l'Ontario 53/05* exige que cette partie reportée annuellement, le cas échéant, soit établie de sorte que les variations sur 12 mois des tarifs réglementés moyens pondérés de la production globale d'OPG soient plus stables. Ce règlement exige que la CEO détermine la partie reportée sur une base quinquennale pour la période de dix ans commençant le 1^{er} janvier 2017. Selon le règlement, des intérêts à un taux à long terme correspondant au coût des emprunts à long terme d'OPG approuvé par la CEO, composé annuellement, sont comptabilisés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs. Le règlement exige que la CEO autorise le recouvrement du solde du compte selon la méthode linéaire sur une période ne pouvant excéder dix ans après la fin des travaux de réfection de la centrale Darlington.

OPG comptabilise les montants positifs ou négatifs reportés selon l'approche de nivellement des tarifs et comptabilisés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs à titre respectivement d'augmentation ou de diminution de l'actif réglementaire dans le compte de report et d'augmentation ou de diminution des revenus au cours de la période à laquelle les besoins en revenus approuvés sous-jacents se rapportent.

Les décisions et les ordonnances de la CEO ont établi une méthode de nivellement des tarifs et les tarifs de base réglementés de la production nucléaire pour la période 2022-2026 en découlant, de sorte que des besoins en revenus de la production nucléaire approuvés d'un montant de 19 millions de dollars seront reportés en 2022 et d'un montant de 64 millions de dollars seront reportés en 2023. La CEO a déterminé qu'aucun montant des besoins en revenus pour la production nucléaire ne devait être reporté pour 2024 à 2026.

c) Compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire

Le compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire comprend l'incidence de la production abandonnée des centrales hydroélectriques réglementées d'OPG en raison des conditions de production de base excédentaire.

d) Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO doit inclure l'écart entre les revenus et les coûts d'OPG relatifs aux centrales nucléaires Bruce pour le calcul des tarifs réglementés de la production des centrales nucléaires réglementées d'OPG. Selon les exigences du *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO a établi un compte d'écarts qui comprend les écarts entre les revenus réels et les coûts réels d'OPG relatifs aux centrales nucléaires Bruce et les prévisions correspondantes qui sont incluses dans les tarifs réglementés approuvés pour la production nucléaire, y compris les coûts associés aux passifs nucléaires d'OPG et la tranche du rendement des Fonds distincts nucléaires liée aux centrales nucléaires Bruce.

e) Compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires

Jusqu'au 31 décembre 2021, le compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires comptabilisait les écarts entre les coûts réels autres qu'en capital engagés et les engagements financiers fermes pris pendant la planification et la préparation de l'aménagement de nouveaux projets de centrales nucléaires et les prévisions de ces coûts incluses dans les tarifs réglementés approuvés par la CEO. Dans une décision de novembre 2021, la CEO a déterminé que les coûts autres qu'en capital liés au développement d'un petit réacteur modulaire au site du nouveau projet nucléaire de Darlington ont été comptabilisés de façon appropriée dans le compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires pour recouvrement à venir, sous réserve d'un examen du critère de prudence.

En novembre 2021, la Province a modifié le *Règlement de l'Ontario 53/05* de manière que, à compter du 1^{er} janvier 2022, le compte comptabilisera également les différences entre l'incidence sur les besoins en revenus des coûts en capital engagés et les engagements financiers fermes faits pour les nouveaux projets de centrales nucléaires et les besoins en revenus correspondant reflétés dans les tarifs réglementés approuvés par la CEO.

f) Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite

Le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite a été créé afin de comptabiliser, pour les centrales hydroélectriques et nucléaires réglementées, les écarts entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG établis selon la méthode de la comptabilité d'engagement ainsi que les incidences fiscales connexes, et les coûts prévus correspondants inclus dans les tarifs réglementés alors en vigueur. En se fondant sur ses décisions rendues en novembre 2014 et décembre 2017 qui ont établi que les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite compris dans les tarifs réglementés d'OPG établis par ces décisions seraient limités aux cotisations estimées de la Société au régime de retraite agréé et aux charges prévues au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires pour les activités à tarifs réglementés, la CEO a ordonné que l'amortissement pour le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite soit comptabilisé uniquement pour la période du 1^{er} novembre 2014 au 31 décembre 2021, le cas échéant.

Puisque les tarifs de base approuvés des centrales nucléaires réglementées pour la période 2022-2026 reflètent le recouvrement des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraites calculés selon la méthode de la comptabilité d'engagement, la CEO a accepté que ce compte recommence à comptabiliser l'écart susmentionné pour les centrales nucléaires avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2022.

g) Compte d'écarts lié aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite

Pour la période du 1^{er} novembre 2014 au 31 décembre 2021, le compte d'écarts lié aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite a comptabilisé, pour les centrales hydroélectriques et nucléaires réglementées, les écarts entre les cotisations réelles d'OPG au régime de retraite agréée et les débours au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires pour ses activités à tarifs réglementés, et les montants prévus pris en compte dans les tarifs réglementés.

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2022, le compte continuera de comptabiliser cette différence pour les centrales hydroélectriques réglementées. Les tarifs de base réglementés des centrales nucléaires approuvés pour la période de 2022 à 2026 reflètent le recouvrement des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite calculés selon la méthode de la comptabilité d'engagement et, par conséquent, le compte ne comptabilisera l'amortissement des centrales nucléaires qu'à compter du 1^{er} janvier 2022.

h) Compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie de la centrale Pickering

Le compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie (31 décembre 2017) de la centrale Pickering a été créé par la CEO en date du 1^{er} janvier 2018 par suite de la demande d'OPG sollicitant une ordonnance comptable afin de créer un nouveau compte de report pour y consigner les incidences sur les besoins en revenus des centrales nucléaires Darlington et Pickering qu'auront les variations des passifs nucléaires et de la dotation aux amortissements par suite de la prolongation des durées de vie utile estimatives de la centrale nucléaire Pickering aux fins comptables, entré en vigueur le 31 décembre 2017. Ces incidences n'étaient pas prises en compte dans les tarifs réglementés en vigueur à compter du 1^{er} juin 2017. Ces incidences ont été inscrites dans le compte de report jusqu'au 31 décembre 2021, puisque les nouveaux tarifs réglementés entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2022 reflètent les changements correspondant dans les passifs nucléaires et de la dotation aux amortissements.

i) Compte d'écarts relatifs aux conditions hydrologiques

Le compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques comprend l'incidence des variations de la production d'hydroélectricité réglementée attribuables aux écarts entre les conditions hydrologiques prévues utilisées dans le calcul des prévisions de production approuvées par la CEO afin d'établir les tarifs pour la production hydroélectrique réglementée et les conditions hydrologiques réelles.

j) Compte d'écarts de mise à niveau de la capacité

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO a autorisé le compte d'écarts de mise à niveau de la capacité à saisir les écarts, par rapport aux prévisions, qui sont reflétées dans les tarifs réglementés pour le coût en capital et les coûts autres qu'en capital engagés dans une ou plusieurs centrales réglementées d'OPG pour accroître leur production, les rénover ou ajouter de la capacité, y compris les écarts des coûts liés à la remise en état de la centrale Darlington, aux initiatives de prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire Pickering et à d'autres projets admissibles.

k) Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite

L'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite correspond aux montants non amortis relativement aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite d'OPG qui ont été comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu et qui n'ont pas encore été reclassés dans la composante amortissement du coût des avantages liés à ces régimes. Ces montants devraient être recouverts auprès des clients à même les tarifs réglementés futurs. L'actif réglementaire est réduit à mesure que les soldes non amortis sous-jacents sont amortis comme des composantes du coût des prestations. Se reporter à la note 3, sous la rubrique *Comptabilisation des activités à tarifs réglementés*, pour en savoir plus. Les montants du cumul des autres éléments du résultat étendu qui se rapportent aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite sont présentés à la note 13.

l) Impôts reportés

OPG est tenue de comptabiliser un actif réglementaire ou un passif réglementaire au titre des impôts reportés qui devraient être recouverts ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle pour l'électricité produite par les installations réglementées d'OPG. De plus, OPG est tenue de constater un passif ou actif d'impôts reportés pour l'actif réglementaire ou le passif réglementaire au titre du montant d'impôts reportés devant être inclus dans les tarifs réglementés futurs et recouvé auprès des consommateurs ou payé à ceux-ci. Il est question des impôts sur les bénéfices à la note 12.

m) Autres comptes d'écarts et de report

Aux 31 décembre 2021 et 2020, les actifs et passifs réglementaires au titre des autres comptes d'écarts et de report comprenaient des montants pour les éléments suivants :

Actif réglementaire	Description
Compte de report des passifs nucléaires	En vertu du <i>Règlement de l'Ontario 53/05</i> , la CEO a autorisé ce compte relativement aux variations des passifs d'OPG liés à la gestion du combustible nucléaire irradié et au déclassement de centrales nucléaires, et aux passifs liés à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité associés aux centrales nucléaires Darlington et Pickering. Le compte de report comprend l'incidence sur les besoins en revenus des variations de ces passifs attribuables à un plan de référence approuvé, selon les modalités de l'ONFA.
Compte d'écarts et de report relatif aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements pour la production nucléaire	Ces comptes comprennent les écarts de recouvrement des soldes approuvés imputés dans les comptes d'écarts et de report attribuables aux écarts entre la production d'électricité prévue aux fins de l'établissement d'avenants tarifaires pour le recouvrement ou le remboursement de ces soldes et la production d'électricité réelle en fonction de laquelle les avenants tarifaires sont recouverts.
Compte d'écarts et de report relatif aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements pour la production hydroélectrique	
Compte de report lié à l'aptitude fonctionnelle	Ce compte comprend les coûts d'OPG liés à la mise en œuvre des nouvelles exigences en matière d'aptitude fonctionnelle de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN).

Actif réglementaire	Description
Compte d'écarts relatif au rejet des soldes d'avant décembre 2008 du tunnel de Niagara	Ce compte a été créé par la décision de janvier 2016 de la CEO à l'égard de la requête d'OPG demandant à la CEO de revoir certains passages de sa décision de novembre 2014 qui établissait les tarifs réglementés en vigueur avant le 1 ^{er} juin 2017, y compris les coûts en capital rejetés pour le tunnel de Niagara, et de les modifier. Le compte comprend l'incidence sur les besoins en revenus de la partie du rejet initial des coûts en capital pour le tunnel de Niagara annulée par la décision de la CEO de janvier 2016.
Compte de report lié aux coûts de fermeture de la centrale Pickering	Ce compte a été créé conformément au <i>Règlement de l'Ontario 53/05</i> afin de comptabiliser les coûts liés à l'emploi ainsi que les coûts autres qu'en capital associés aux services de tiers fournisseurs engagés par OPG avant ou après la fermeture de la centrale Pickering, sauf les coûts admissibles à un remboursement à même les Fonds distincts nucléaires ou qui sont déjà reflétés dans les tarifs réglementés approuvés par la CEO.
Passif réglementaire	Description
Compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires	Ce compte a été autorisé par la CEO pour comprendre les écarts entre les revenus nets réels tirés des services auxiliaires fournis par les centrales réglementées de la Société afin de maintenir la fiabilité du réseau d'électricité et les revenus prévus approuvés par la CEO lors de l'établissement des tarifs réglementés.
Compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes	Ce compte comprend les écarts entre les impôts sur les bénéfices qui se rapportent aux secteurs à tarifs réglementés et les charges approuvées par la CEO lors de l'établissement des tarifs réglementés découlant de modifications apportées aux taux ou aux règles d'imposition ainsi que de nouvelles cotisations d'impôt.
Compte d'écarts relatifs au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité	Ce compte comprend un crédit aux clients correspondant à 50 % des revenus tirés du mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité d'OPG franchissant un certain seuil pour les centrales hydroélectriques réglementées.
Compte d'écarts des CII aux fins de la RS&DE	Ce compte comprend l'incidence de la charge d'impôts pour les centrales nucléaires découlant des différences entre les crédits d'impôt à l'investissement réels aux fins de la RS&DE obtenus par OPG et les montants prévus reflétés dans les tarifs réglementés.
Compte d'écarts pour les frais financiers relatifs à la différence entre le coût prévu comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés	Ce compte comptabilise les frais financiers asymétriques en faveur des consommateurs relativement à la différence entre les coûts comptabilisés au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite qui sont recouverts à même les tarifs réglementés et les montants au comptant versés à l'égard des régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite, y compris les montants recouverts du compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés.

Passif réglementaire	Description
Compte de report des incidences découlant de l'optimisation dans les dates de fin de vie de la centrale de Pickering	Ce compte a été créé par la CEO le 1 ^{er} janvier 2021 afin de comptabiliser les incidences sur les besoins en revenus des centrales nucléaires Darlington et Pickering qu'auront les variations des passifs nucléaires et de l'amortissement par suite des modifications des durées de vie utile estimatives de la centrale de Pickering aux fins comptables, y compris celle entrées en vigueur le 31 décembre 2020.

8. GOODWILL

Le goodwill se rapporte au secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre. Le goodwill comptabilisé aux 31 décembre s'établissait comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	162	163
Écarts de change	(1)	(1)
Solde de clôture aux 31 décembre	161	162

Le goodwill doit être soumis à un test de dépréciation annuel à la même date chaque année. Au quatrième trimestre de 2021, conformément à sa politique, la Société a réalisé le test de dépréciation annuel. La Société a conclu que la juste valeur du secteur Production hydroélectrique visé par contrat et autre excédait sa valeur comptable à la date du test.

9. DETTE À LONG TERME ET INTÉRÊTS DÉBITEURS, MONTANT NET

La dette à long terme s'établissait comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Programme de billets à moyen terme ¹		
Billets de premier rang portant intérêt à des taux entre 1,17 % et 4,25 %; venant à échéance de 2025 à 2051	4 350	3 850
Billets à payer à la SFIEO ¹		
Billets de premier rang portant intérêt à des taux entre 1,75 % et 5,40 %; venant à échéance de 2022 à 2048	2 690	2 875
UMH Energy Partnership ²		
Billets de premier rang 7,59 %, échéant en 2041	169	172
PSS Generating Station Limited Partnership ³		
Billets de premier rang 4,80 %, échéant en 2067	245	245
Lower Mattagami Energy Limited Partnership ⁴		
Billets de premier rang portant intérêt à des taux entre 2,31 % et 5,14 %; venant à échéance de 2024 à 2052	1 745	1 595
Brighton Beach Power Limited Partnership ⁵		
Billets de premier rang portant intérêt à un taux fixe de 6,92 %;	–	86
OPG Eagle Creek Holdings LLC et filiales ⁵		
Billets de premier rang portant intérêt à des taux fixes entre 4,57 % et 5,08 % venant à échéance de 2025 à 2035	471	493
Autres	25	25
	9 695	9 341
Moins : prime associée à la juste valeur, montant net	10	24
Moins : frais d'émission d'obligations non amortis	(39)	(33)
Moins : tranche des montants à payer échéant à moins d'un an	(179)	(439)
Dette à long terme	9 487	8 893

¹ Ces billets sont des obligations non garanties directes d'OPG et sont de rang égal à toutes les autres obligations de rang inférieur non garanties d'OPG.

² Ces billets sont garantis par les actifs du projet Upper Mattagami et Hound Chute. Les remboursements de principal d'environ 3 millions de dollars par an sont versés chaque semestre jusqu'à l'échéance des billets en 2041, date à laquelle le solde du principal impayé de 116 millions de dollars devient exigible.

³ Ces billets sont garantis par les actifs de la centrale Peter Sutherland Sr. et sont assortis d'un droit de recours contre OPG jusqu'à la date d'expiration du droit de recours. Ces billets sont de rang égal à toutes les autres obligations de rang inférieur non garanties d'OPG. Sur ces billets, seuls les intérêts sont à payer jusqu'en 2025, après quoi commencent les remboursements par versements semestriels de principal et d'intérêts jusqu'à l'échéance en 2067, auquel moment le solde du principal impayé de 49 millions de dollars deviendra exigible.

⁴ Ces billets sont garantis par les actifs du projet Lower Mattagami River, y compris les installations en exploitation existantes et nouvelles.

⁵ Ces billets sont garantis par les actifs correspondants de la filiale respective.

OPG a remboursé à la SFIEO une dette à long terme de 185 millions de dollars au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Le 2 février 2021, OPG a procédé à l'émission d'obligations totalisant 500 millions de dollars, dans le cadre de son programme de billets à moyen terme, venant à échéance en février 2051 et dont le taux d'intérêt nominal est de 2,95 %.

Le 14 mai 2021, Lower Mattagami Energy Limited Partnership (LME), filiale à part entière d'OPG, a clôturé une émission d'obligations en placement privé par l'émission de 375 millions de dollars d'obligations vertes, venant à échéance en mai 2031 et dont le taux d'intérêt nominal est de 2,43 %. Le 18 mai 2021, LME a remboursé des billets de premier rang de 225 millions de dollars venus à échéance.

Le 30 juin 2021, OPG a remboursé la tranche restante de 81 millions de dollars des billets de premier rang payables par Brighton Beach Power Limited Partnership.

Intérêts débiteurs, montant net

Les intérêts débiteurs, montant net, se présentaient comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Intérêt sur la dette à long terme	371	395
Intérêt sur la dette à court terme	12	21
Intérêts créditeurs	(39)	(45)
Intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	(82)	(112)
Intérêts liés aux actifs réglementaires et aux passifs réglementaires ¹	(29)	48
Intérêts débiteurs, montant net	233	307

¹ Comprennent les intérêts au titre des frais de financement des soldes des comptes réglementaires, comme l'autorise la CEO, et les frais d'intérêts reportés dans certains comptes réglementaires.

Les intérêts payés en 2021 se sont établis à 371 millions de dollars (390 millions de dollars en 2020), dont une tranche de 359 millions de dollars (369 millions de dollars en 2020) a trait aux intérêts payés sur la dette à long terme.

Le total de la valeur comptable nette des actifs donnés en nantissement de la dette de PSS Generating Station Limited Partnership (PSS), d'UMH Energy Partnership (UMH), de Lower Mattagami Limited Partnership (LMLP), d'Eagle Creek et Brighton Beach Power Limited Partnership s'élevait à 4 600 millions de dollars au 31 décembre 2021 (4 819 millions de dollars au 31 décembre 2020).

10. DETTE À COURT TERME

Les facilités de crédit confirmées et les dates d'échéance s'établissaient comme suit au 31 décembre 2021 :

<i>(en millions de dollars)</i>	Montant	Échéance
Facilités bancaires :		
Siège social	1 000	Mai 2026 ¹
Siège social	750	Novembre 2022 ^{1,2}
Lower Mattagami Energy Limited Partnership	400	Août 2026 ³
OPG Eagle Creek Holdings LLC et filiales	25	Août 2022 et octobre 2028 ⁴

¹ La facilité de crédit comporte une caractéristique liée au développement durable qui permet une réduction des prix du crédit si la Société respecte certaines cibles en matière de développement durable. Au deuxième trimestre de 2021, OPG a prolongé la facilité de crédit de 1 milliard de dollars jusqu'en mai 2026. Au quatrième trimestre de 2021, OPG a prolongé la facilité de crédit de 750 millions de dollars américains jusqu'en novembre 2022.

² La facilité de crédit est assortie d'une option qui permet de prolonger d'un an la durée après la date d'échéance de novembre 2022.

³ Au troisième trimestre de 2021, la facilité a été prolongée et viendra à échéance en août 2026. Une lettre de crédit de 55 millions de dollars était en cours au 31 décembre 2021 en vertu de cette facilité.

⁴ Une tranche de 5 millions de dollars de la facilité de crédit vient à échéance en août 2022 et une tranche de 20 millions de dollars, en octobre 2028.

La facilité de crédit de 300 millions de dollars d'OPG auprès de la SFIEO est venue à échéance le 31 décembre 2021. Au quatrième trimestre de 2021, OPG a conclu une nouvelle facilité de crédit de 750 millions de dollars avec la SFIEO, avec entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2022 et venant à échéance en décembre 2026. Aucune émission n'a été faite en vertu de cette facilité.

La dette à court terme s'établissait comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Lower Mattagami Energy Limited Partnership	125	131
Papier commercial	57	919
Total de la dette à court terme	182	1 050

Au 31 décembre 2021, des lettres de crédit totalisant 530 millions de dollars avaient été émises (607 millions de dollars au 31 décembre 2020). Au 31 décembre 2021, ce montant comprenait une tranche de 395 millions de dollars à l'égard des régimes de retraite complémentaires, une tranche de 15 millions de dollars à l'égard d'Eagle Creek et de ses filiales, une tranche de 55 millions de dollars à l'égard de LME, une tranche de 42 millions de dollars aux fins générales du siège social, une tranche de 16 millions de dollars à l'égard d'UMH, une tranche de 6 millions de dollars à l'égard d'Atura Power et une tranche de 1 million de dollars à l'égard de PSS.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, le remboursement net de dette à court terme s'est élevé à 870 millions de dollars (émission nette de 888 millions de dollars en 2020), c'est-à-dire des émissions de 3 615 millions de dollars (9 227 millions de dollars en 2020) et des remboursements de 4 485 millions de dollars (8 339 millions de dollars en 2020).

Au 31 décembre 2021, le taux d'intérêt moyen pondéré de la dette à court terme s'établissait à 0,28 % (0,29 % au 31 décembre 2020).

11. FONDS POUR ENLÈVEMENT D'IMMOBILISATIONS NUCLÉAIRES ET GESTION DES DÉCHETS NUCLÉAIRES ET PASSIFS LIÉS À L'ENLÈVEMENT D'IMMOBILISATIONS NUCLÉAIRES ET À LA GESTION DES DÉCHETS NUCLÉAIRES

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actualisée se composaient de ce qui suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié	13 744	13 589
Passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité	9 371	9 032
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	300	326
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	23 415	22 947

Les variations des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre étaient les suivantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Passifs au début de l'exercice	22 947	22 081
Augmentation des passifs en raison de la désactualisation ¹	1 105	1 069
Diminution des passifs résultant du processus de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA	(327)	–
Augmentation des passifs reflétant les changements à la durée de vie utile estimative des centrales nucléaires	–	64
(Diminution) augmentation des passifs reflétant les changements d'estimation des passifs liés aux centrales thermiques	(35)	11
Passifs repris à l'acquisition et à la construction de centrales	–	33
Augmentation des passifs en raison des charges liées au combustible nucléaire irradié et à la gestion des déchets nucléaires, et d'autres charges ¹	183	128
Passifs réglés par les dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires au cours de l'exercice	(458)	(439)
Passifs à la fin de l'exercice	23 415	22 947

¹ Les montants ne tiennent pas compte de l'incidence des comptes réglementaires.

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires se composent des coûts qu'OPG prévoit engager jusqu'à la date de fin des activités et de fermeture, et par la suite, des centrales nucléaires, thermiques et solaires et d'autres installations. Des coûts seront engagés pour la préparation à l'arrêt sécuritaire et pour l'arrêt sécuritaire des centrales nucléaires, le démantèlement, la démolition et l'évacuation des installations et du matériel, la décontamination et la réfection des sites et la gestion courante et à long terme du combustible nucléaire irradié et des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité.

L'établissement du montant à comptabiliser pour les coûts d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires exige la formulation d'hypothèses importantes, car ces programmes s'échelonnent sur bon nombre d'années. La dernière mise à jour complète des estimations des coûts des passifs nucléaires a été complétée en décembre 2021 et est incluse dans le plan de référence de 2022-2026 en vertu de l'ONFA, qui a été approuvé par la Province (le plan de référence de 2022 en vertu de l'ONFA) en mars 2022, avec comme date d'entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2022. Le 31 décembre 2021, OPG a comptabilisé une diminution des passifs nucléaires d'environ 327 millions de dollars et une baisse correspondante des coûts de mise hors service capitalisés à la valeur comptable des immobilisations nucléaires afin de refléter les variations des coûts estimatifs découlant du processus de mise à jour du plan de référence de 2022 en vertu de l'ONFA. La diminution des passifs au 31 décembre 2021 a été déterminée en actualisant la diminution nette des flux de trésorerie futurs non actualisés établie à partir d'un taux d'actualisation moyen pondéré de 4,87 % reflété dans le passif existant. Les taux de hausse des coûts utilisés afin de déterminer les flux de trésorerie futurs non actualisés reflétés dans l'ajustement des passifs nucléaires au 31 décembre 2021 se situaient entre 2,0 % et 3,4 %. OPG procède à un examen complet des hypothèses sous-jacentes et des estimations des coûts de base au moins une fois tous les cinq ans parallèlement au processus requis de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA.

La diminution des passifs nucléaires et la baisse correspondante des coûts de mise hors service capitalisés comptabilisés au bilan consolidé au 31 décembre 2021 n'ont pas eu d'incidence sur le revenu d'OPG en 2021. Selon la méthode de recouvrement des coûts approuvée par la CEO, ces variations ne devraient pas avoir d'incidence importante sur le revenu d'OPG en 2022, puisque l'incidence connexe sur les charges devrait être en grande partie compensée par le compte de report des passifs nucléaires et le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Aux fins du calcul des passifs nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2021, il a été établi, selon les hypothèses comptables actuelles sur les fins de vie, que le déclassement des centrales nucléaires devrait avoir lieu au cours des 80 prochaines années environ. Les estimations des passifs nucléaires englobent notamment les flux de trésorerie estimatifs liés au déclassement des centrales nucléaires pour une période d'environ 40 ans après la fermeture des centrales et jusqu'en 2089 pour ce qui est du stockage du combustible nucléaire irradié dans le dépôt de déchets supposé à long terme, suivi d'une longue période de surveillance.

Diverses hypothèses importantes utilisées pour le calcul des charges à payer comportent une incertitude inhérente et nécessitent l'exercice de jugement. Les hypothèses importantes sur plusieurs facteurs techniques, opérationnels et économiques utilisés pour le calcul du montant à comptabiliser pour les passifs nucléaires font l'objet d'examens périodiques. Toute modification de ces hypothèses, y compris les hypothèses sur le calendrier des programmes, la construction d'installations d'évacuation des déchets, les dates de fin de vie des centrales, les méthodes d'évacuation des déchets, les indicateurs financiers, la stratégie de déclassement ou les technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer. Compte tenu de la durée à long terme de ces programmes et de l'évolution de la technologie utilisée dans la gestion des sous-produits nucléaires, il existe beaucoup d'incertitude inhérente quant à la mesure des coûts de ces programmes, y compris des facteurs hors du contrôle de la Société, qui peuvent augmenter ou diminuer de façon importante avec le temps.

Passif lié aux coûts de gestion du combustible nucléaire irradié

Le passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié représente les coûts de gestion des grappes de combustible nucléaire irradié. En vertu de la LDCN, loi fédérale entrée en vigueur en 2002, les propriétaires de combustible nucléaire irradié au Canada ont mis sur pied une entité de gestion des déchets nucléaires et établi un fonds en fiducie pour régler les coûts de gestion du combustible nucléaire irradié comme le stipule la LDCN. Cette entité, la SGDN, est responsable de la conception et de la mise en œuvre du programme canadien de gestion à long terme de combustible nucléaire irradié. Pour estimer le passif lié aux coûts de gestion du combustible nucléaire irradié, OPG a adopté une approche conformément à la méthode de GAP approuvée par le gouvernement du Canada.

Passif lié aux coûts de déclassement de centrales nucléaires et de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité

Le passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité représente les coûts estimatifs qu'il faudra engager pour le déclassement des centrales nucléaires à la fin de leur durée de vie utile ainsi que le coût de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité qui sont produits par les centrales nucléaires. Les principales hypothèses utilisées pour l'estimation des coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires incluent le déclassement des centrales nucléaires selon un calendrier échelonné en vertu duquel les réacteurs seront asséchés et déchargés aussitôt après la mise à l'arrêt des activités de la centrale et resteront en état d'arrêt sécuritaire pendant 30 ans avant leur démantèlement sur environ 10 ans.

Les coûts de la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité sur leur cycle de vie comprennent les coûts du traitement et du stockage de ces matières pendant et après l'exploitation des centrales nucléaires ainsi que les coûts de leur gestion définitive à long terme. Les hypothèses utilisées pour établir l'obligation à l'égard de ces coûts comptabilisés dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2021 comprennent une hypothèse de stratégie de cession conceptuelle à long terme, laquelle continuera de s'appuyer sur le processus d'OPG en cours visant à explorer des solutions de rechange pour la gestion à long terme sécuritaire des déchets de faible activité et de moyenne activité par suite de la décision prise par la Société d'annuler la proposition de dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité à Kincardine, en Ontario. OPG a respecté son engagement à ne pas aller de l'avant avec le projet sans le soutien de la Nation Ojibway Saugeen (Nation Ojibway), après que des membres de la Nation Ojibway eurent voté, au début de 2020, contre le soutien au projet. OPG continuera d'évaluer les hypothèses et les estimations sous-jacentes en fonction de l'information disponible, y compris les développements liés à l'examen en cours de politique canadienne en matière de déchets radioactifs annoncée par le gouvernement fédéral et l'élaboration d'une stratégie intégrée pour la gestion à long terme des déchets radioactifs au Canada.

Passif lié aux coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires

Le passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires représente principalement les coûts estimatifs de déclassement des centrales thermiques d'OPG au terme de leur durée de vie utile. Ce passif repose sur des estimations de coûts formulées par des tiers à la lumière d'un examen des sites des centrales et d'une évaluation des activités de nettoyage et de remise en état requises. Aux fins de l'évaluation du passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires, il est présumé que l'enlèvement d'immobilisations thermiques se fera au cours des 40 prochaines années.

Ontario Nuclear Funds Agreement (ONFA)

Conformément à l'ONFA, OPG met de côté des fonds, détenus dans des comptes de garde et en fiducie distincts, qu'elle investit spécifiquement pour s'acquitter de son obligation liée au cycle de vie pour le déclassement des centrales nucléaires et la gestion à long terme des déchets nucléaires. Le Fonds distinct pour combustible irradié et le Fonds distinct de déclassement ont été établis aux termes de l'ONFA à cette fin. OPG verse des cotisations aux Fonds distincts nucléaires selon le plan de référence en vigueur approuvé en vertu de l'ONFA. Les plans de référence en vertu de l'ONFA et les calendriers de contributions connexes doivent être approuvés par la Province.

Conformément aux plans de référence en vigueur en vertu de l'ONFA, OPG fait des versements au Fonds distinct pour combustible irradié sur la durée de vie estimative de ses centrales nucléaires, comme il est précisé dans l'ONFA, y compris des cotisations à la Fiducie en vertu de la LDCN de l'Ontario (la Fiducie en vertu de la LDCN) établi par OPG en vertu de la LDCN. La Fiducie en vertu de la LDCN fait partie du Fonds distinct pour combustible irradié, et les cotisations d'OPG au Fonds distinct pour combustible irradié, ainsi que toute partie du fonds qui ne se trouve pas actuellement dans la Fiducie en vertu de la LDCN, exigée par la LDCN, peuvent être appliquées aux cotisations annuelles requises de la Fiducie en vertu de la LDCN. Les exigences de l'ONFA ont fait en sorte que la majeure partie de l'obligation sous-jacente liée à la gestion du combustible nucléaire irradié a été capitalisée par des cotisations d'OPG sur les durées de vie utile estimatives initiales des centrales nucléaires présumées dans l'ONFA, qui ne tenaient pas compte des prolongations subséquentes des durées de vie des centrales nucléaires afin de refléter les décisions de réfection et de prolongation des durées de vie.

OPG n'a pas été tenue de verser des cotisations au Fonds distinct de déclassement, qui était entièrement capitalisé au moment de sa création par une cotisation initiale versée par la SFIEO, et, compte tenu du rendement des actifs et des changements au fil du temps à l'obligation de capitalisation sous-jacente, au moment de l'entrée en vigueur de chaque plan de référence subséquent approuvé en vertu de l'ONFA.

Puisque la situation de capitalisation du Fonds distinct pour combustible irradié et du Fonds distinct de déclassement reflète le passif estimatif pour le cycle de vie inclus dans le plan de référence de 2017 à 2021 en vertu de l'ONFA (plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA), aucune cotisation à l'un ou l'autre fonds n'a été requise à partir de 2017. Des cotisations pourraient être requises dans l'avenir si les fonds n'étaient pas suffisamment capitalisés au moment de la préparation d'un nouveau plan de référence. Un calendrier des cotisations mis à jour basé sur le plan de référence de l'ONFA de 2022 est sujet à approbation par la Province.

En vertu de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), la CCSN exige d'OPG qu'elle ait suffisamment de fonds disponibles pour s'acquitter de ses obligations actuelles en matière de gestion des déchets nucléaires et de déclassement des centrales nucléaires. Aux termes du processus de la CCSN, la garantie financière exigée par la CCSN doit être mise à jour tous les cinq ans, la dernière mise à jour devant couvrir la période de 2018 à 2022. Selon le dernier rapport annuel, OPG s'attend à ce que la garantie financière exigée par la CCSN continue d'être satisfaite selon la juste valeur de marché prévue des Fonds distincts nucléaires, sans exigence de garantie provinciale pour l'exercice 2022. Comme le prévoient les modalités de l'ONFA, la Province s'est engagée à fournir une garantie provinciale à la CCSN, au besoin, pour le compte d'OPG, en cas de manque à gagner entre la garantie financière exigée par la CCSN et la juste valeur de marché des Fonds distincts nucléaires pour l'exercice 2022, comme cela a déjà été fait par le passé. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % du montant de la garantie provinciale, le cas échéant.

Les placements des Fonds distincts nucléaires comprennent un portefeuille diversifié d'actions, de titres à revenu fixe et de fonds en gestion commune ainsi que des placements dans les secteurs des infrastructures et de l'immobilier et d'autres placements. Les Fonds distincts nucléaires étant investis pour financer les besoins de remboursement du passif à long terme, la composition de l'actif du portefeuille est structurée de manière à dégager le rendement requis à long terme. Même si la valeur de marché fluctuera à court terme, la gestion du rendement à long terme des Fonds distincts nucléaires demeure le principal objectif. OPG supervise la gestion des placements des Fonds distincts nucléaires conjointement avec la Province.

Fonds distinct de déclassement

En vertu de l'ONFA, OPG est entièrement responsable des variations des coûts estimatifs et du rendement du Fonds distinct de déclassement.

À l'expiration de l'ONFA, seule la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds distinct de déclassement, défini comme l'excédent de la juste valeur de marché des actifs du fonds sur les coûts futurs estimatifs sous-jacents, d'après le dernier plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. Par conséquent, lorsque le Fonds distinct de déclassement est surcapitalisé, OPG limite le rendement qu'elle comptabilise dans les états financiers consolidés en constatant un montant à payer à la Province, de sorte que l'actif du fonds comptabilisé dans les bilans consolidés est égal au coût estimatif du passif de capitalisation d'après le dernier plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. De plus, OPG comptabilise la tranche de l'excédent qu'elle peut placer dans le Fonds distinct pour combustible irradié, ce qu'elle peut faire lorsque l'excédent dans le Fonds distinct de déclassement est tel que les passifs sous-jacents, comme définis dans le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, sont capitalisés à au moins 120 %. Dans ce cas, OPG peut placer, au moment de l'approbation d'un nouveau plan de référence, jusqu'à 50 % de l'excédent dépassant le niveau de capitalisation de 120 % dans le Fonds distinct pour combustible irradié, et la SFIEO a droit à une distribution d'un montant égal. Par conséquent, lorsque le Fonds distinct de déclassement est capitalisé à au moins 120 %, OPG comptabilise un résultat de 50 % de l'excédent dépassant le niveau de capitalisation de 120 %, jusqu'à concurrence du montant correspondant à la sous-capitalisation du Fonds distinct pour combustible irradié.

Lorsque le Fonds distinct de déclassement est surcapitalisé de moins de 120 %, OPG comptabilise son rendement annuel à 3,25 %, majoré de l'indice des prix à la consommation (IPC) de l'Ontario à long terme, précisé dans le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, soit le taux de croissance du passif de capitalisation sous-jacent. Le même traitement s'applique lorsque le Fonds distinct de déclassement est surcapitalisé de plus de 120 %, dans la mesure où le Fonds distinct pour combustible irradié est pleinement capitalisé. Lorsque le Fonds distinct de déclassement est sous-capitalisé, son rendement reflète le rendement réel du fonds selon la valeur de marché des actifs.

Selon le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, aux 31 décembre 2021 et 2020, la surcapitalisation du Fonds distinct de déclassement dépassait 120 %. OPG a donc comptabilisé un montant à payer à la Province, de sorte que l'actif du Fonds distinct de déclassement inscrit aux bilans consolidés aux 31 décembre 2021 et 2020 était limité à la valeur du passif de capitalisation sous-jacent conformément au plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, majoré de 50 % de l'excédent dépassant 120 % jusqu'à concurrence du montant, le cas échéant, par lequel le Fonds distinct pour combustible irradié était sous-capitalisé. Ce montant à payer à la Province pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du Fonds distinct de déclassement était inférieur à la cible de rendement, ou si un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA était approuvé avec un passif de capitalisation sous-jacent plus élevé ou le montant de la sous-capitalisation, s'il y a lieu, du Fonds distinct pour combustible irradié augmentait.

Fonds distinct pour combustible irradié

OPG est responsable de l'accroissement du passif de capitalisation pour la gestion du combustible irradié en vertu de l'ONFA, sous réserve des seuils de passif progressifs précisés, selon lesquels la Province limite le risque financier total d'OPG pour les premiers 2,23 millions de grappes de combustible nucléaire irradié à une valeur en dollars courants d'environ 19,5 milliards de dollars au 31 décembre 2021. Les seuils de passif progressifs ne s'appliquent pas aux grappes de combustible irradié dépassant le seuil de 2,23 millions de grappes.

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG que le rendement annuel du Fonds distinct pour combustible irradié sera de 3,25 % plus la variation de l'IPC de l'Ontario, comme défini par l'ONFA, relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié (le rendement garanti). OPG comptabilise en résultats le rendement garanti du Fonds distinct pour combustible irradié à titre de rendement des Fonds distincts nucléaires. La différence entre le rendement garanti et le rendement réel du marché, établie selon la juste valeur des actifs du fonds relativement aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié, est comptabilisée en tant que montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci. Ce montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci représente le montant qui serait à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci si le rendement garanti devait être réglé à la date des bilans consolidés. Le seuil de 2,23 millions représente le total estimatif des grappes de combustible nucléaire pour le cycle de vie, fondé sur la durée de vie utile estimative initiale des centrales nucléaires estimée dans l'ONFA.

Comme le prescrit l'ONFA, les cotisations d'OPG pour les grappes de combustible qui dépassent le seuil de 2,23 millions ne sont pas assujetties au taux de rendement garanti par la Province, mais suivent plutôt un rendement fondé sur les variations de la valeur de marché des actifs du Fonds distinct pour combustible irradié.

Si une surcapitalisation du Fonds distinct pour combustible irradié fait en sorte que les passifs, comme définis dans le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, sont capitalisés à au moins 110 %, après avoir tenu compte de l'ajustement au titre du rendement garanti, la Province a droit, en tout temps, à tout excédent dépassant 110 %. À l'expiration de l'ONFA, la Province seule a droit à tout excédent dans le fonds, soit l'excédent de la juste valeur de marché des actifs du Fonds distinct pour combustible irradié sur les coûts futurs estimatifs, d'après le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. Ni OPG ni la Province n'ont le droit de transférer quelque montant que ce soit du Fonds distinct pour combustible irradié au Fonds distinct de déclassement. Par conséquent, lorsque le Fonds pour combustible irradié est surcapitalisé, après avoir tenu compte de l'ajustement au titre du rendement garanti, OPG limite le rendement qu'elle constate sur le fonds en comptabilisant un montant à payer à la Province, de sorte que l'actif du fonds comptabilisé dans les bilans consolidés est égal au coût estimatif du passif de capitalisation selon le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. Lorsque le fonds est surcapitalisé, après avoir tenu compte de l'ajustement au titre du rendement garanti, OPG comptabilise pour le fonds un rendement annuel de 3,25 % majoré de l'IPC de l'Ontario à long terme, précisé dans le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, soit le taux de croissance du passif de capitalisation sous-jacent.

Selon le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, le Fonds distinct pour combustible irradié était surcapitalisé aux 31 décembre 2021 et 2020. Le montant à payer à la Province comptabilisé pour le fonds aux 31 décembre 2021 et 2020 se rapportait à l'ajustement au titre du rendement garanti et à la surcapitalisation du fonds.

Fonds distincts nucléaires

Aux 31 décembre, les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires se composaient de ce qui suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Juste valeur	
	2021	2020
Fonds distinct de déclassement	12 386	11 194
Montant à payer à la Province – Fonds distinct de déclassement	(3 775)	(2 949)
	8 611	8 245
Fonds distinct pour combustible irradié ¹	16 080	14 616
Montant à payer à la Province – Fonds distinct pour combustible irradié	(4 815)	(3 765)
	11 265	10 851
Total des Fonds distincts nucléaires	19 876	19 096
Moins : tranche à court terme	(69)	(46)
Fonds distincts nucléaires à long terme	19 807	19 050

¹ Au 31 décembre 2021, la Fiducie en vertu de la LDCN représentait 5 025 millions de dollars (4 988 millions de dollars au 31 décembre 2020) du Fonds distinct pour combustible irradié à la juste valeur.

La juste valeur des titres investis dans les Fonds distincts nucléaires aux 31 décembre était comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Juste valeur	
	2021	2020
Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme	366	349
Titres immobiliers	4 890	3 911
Fonds en gestion commune	3 166	3 393
Titres de capitaux propres négociables	12 591	11 438
Titres à revenu fixe	7 410	6 666
Débiteurs/créditeurs, montant net	43	53
	28 466	25 810
Moins : montant à payer à la Province	(8 590)	(6 714)
	19 876	19 096

Le coût historique, la plus-value et la moins-value totales latentes brutes sur les placements, les gains de change latents bruts et la juste valeur des Fonds distincts nucléaires aux 31 décembre se présentaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021		Total
	Fonds distinct de déclassement	Fonds distinct pour combustible irradié	
Coût historique	9 516	12 508	22 024
Gains latents bruts (pertes latentes brutes)			
Total de la plus-value	3 002	3 723	6 725
Total de la moins-value	(143)	(180)	(323)
Change	11	29	40
	12 386	16 080	28 466
Moins : montant à payer à la Province	(3 775)	(4 815)	(8 590)
	8 611	11 265	19 876
Total de la juste valeur	8 611	11 265	19 876
Moins : tranche à court terme	(17)	(52)	(69)
	8 594	11 213	19 807

<i>(en millions de dollars)</i>	2020		Total
	Fonds distinct de déclassement	Fonds distinct pour combustible irradié	
Coût historique	8 790	11 628	20 418
Gains latents bruts (pertes latentes brutes)			
Total de la plus-value	2 489	3 051	5 540
Total de la moins-value	(296)	(357)	(653)
Change	211	294	505
	11 194	14 616	25 810
Moins : montant à payer à la Province	(2 949)	(3 765)	(6 714)
	8 245	10 851	19 096
Total de la juste valeur	8 245	10 851	19 096
Moins : tranche à court terme	(8)	(38)	(46)
	8 237	10 813	19 050

Les gains ou pertes réalisés et latents nets sur les placements dans les Fonds distincts nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre se présentaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021		Total
	Fonds distinct de déclasserement	Fonds distinct pour combustible irradié	
Gains réalisés, montant net			
Gains réalisés nets, à l'exclusion du change	604	774	1 378
Gains de change réalisés, montant net	(36)	(42)	(78)
Gains réalisés, montant net	568	732	1 300
Gains latents, montant net			
Gains latents nets, à l'exclusion du change	621	807	1 428
Gains de change latents, montant net	(155)	(223)	(378)
Gains latents, montant net	466	584	1 050

<i>(en millions de dollars)</i>	2020		Total
	Fonds distinct de déclasserement	Fonds distinct pour combustible irradié	
Gains réalisés, montant net			
Gains réalisés nets, à l'exclusion du change	309	363	672
Gains de change réalisés, montant net	25	42	67
Gains réalisés, montant net	334	405	739
Gains latents, montant net			
Gains réalisés nets, à l'exclusion du change	407	522	929
Pertes de change latentes, montant net	49	68	117
Gains latents, montant net	456	590	1 046

La variation des Fonds distincts nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre se présentait comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Juste valeur	
	2021	2020
Fonds distinct de déclasserement au début de l'exercice	8 245	7 869
Augmentation du fonds en raison du rendement des placements	1 246	970
Diminution du fonds en raison du remboursement des dépenses admissibles	(54)	(29)
Augmentation du montant à payer à la Province	(826)	(565)
Fonds distinct de déclasserement à la fin de l'exercice	8 611	8 245
Fonds distinct pour combustible irradié au début de l'exercice	10 851	10 423
Augmentation du fonds en raison du rendement des placements	1 593	1 234
Diminution du fonds en raison du remboursement des dépenses admissibles	(129)	(108)
Augmentation du montant à payer à la Province	(1 050)	(698)
Fonds distinct pour combustible irradié à la fin de l'exercice	11 265	10 851

Le rendement des Fonds distincts nucléaires comptabilisé en 2021 et en 2020 a subi l'incidence du compte d'écart des revenus nets de location des centrales Bruce autorisé par la CEO. Le rendement des Fonds distincts nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre se présentait comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Fonds distinct de déclassement	420	405
Fonds distinct pour combustible irradié	543	536
Compte d'écart des revenus nets de location des centrales Bruce	4	(13)
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	967	928

12. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. La Société comptabilise un actif ou passif réglementaire correspondant pour les impôts reportés qui devraient être recouverts ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle pour l'électricité produite par les installations réglementées d'OPG.

Le rapprochement du taux d'imposition effectif et du taux prévu par la loi pour les exercices clos les 31 décembre se présentait comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	1 583	1 763
Taux d'imposition fédéral et provincial canadien combiné en vigueur prévu par la loi	26,5 %	26,5 %
Taux prévu par la loi appliqué au bénéfice comptable	420	467
(Diminution) augmentation des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Charge d'impôts reportée dans les actifs et passifs réglementaires	(136)	(61)
Crédits d'impôt à l'investissement sur les dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental	(33)	(30)
Crédit de fabrication et de traitement	(24)	(28)
Provision pour moins-value	12	45
Autres	-	(6)
	(181)	(80)
Charge d'impôts	239	387
Taux d'imposition effectif	15,1 %	22,0 %

Les principales composantes de la charge d'impôts pour les exercices clos les 31 décembre étaient les suivantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Charge d'impôts exigibles	249	296
(Recouvrement) charge d'impôts reportés	(10)	91
Charge d'impôts	239	387

Les incidences fiscales des écarts temporaires donnant lieu à des actifs d'impôts reportés et des passifs d'impôts reportés aux 31 décembre étaient les suivantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Actifs d'impôts reportés :		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	5 832	5 716
Autres actifs et passifs	2 191	2 869
Provision pour moins-value	(56)	(43)
	7 967	8 542
Passifs d'impôts reportés :		
Immobilisations corporelles et actifs incorporels	(2 949)	(2 867)
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(4 969)	(4 774)
Autres actifs et passifs	(1 683)	(2 280)
	(9 601)	(9 921)
Passifs d'impôts reportés nets	(1 634)	(1 379)

Au 31 décembre 2021, OPG avait des pertes fiscales de 46 millions de dollars aux États-Unis (49 millions de dollars au 31 décembre 2020) qui, si elles ne sont pas utilisées, viendront à échéance entre 2033 et 2039, ainsi que des pertes fiscales de 622 millions de dollars (410 millions de dollars au 31 décembre 2020) ne comportant pas d'échéance.

En 2021, OPG a comptabilisé une augmentation de 169 millions de dollars (169 millions de dollars en 2020) du passif d'impôts reportés pour tenir compte des impôts qui devraient être recouverts à même les tarifs réglementés facturés à la clientèle et une augmentation correspondante de l'actif réglementaire au titre des impôts reportés. En conséquence, la charge d'impôts reportés pour 2021 et 2020 n'a pas été touchée.

Le tableau suivant présente les passifs d'impôts reportés comptabilisés pour les activités à tarifs réglementés qui devraient être recouverts à même les tarifs réglementés futurs :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Aux 1^{er} janvier :		
Passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	1 076	949
Passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés à l'actif réglementaire au titre des passifs d'impôts reportés	361	319
	1 437	1 268
Variations au cours de l'exercice :		
Augmentation des passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	127	127
Augmentation des passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés à l'actif réglementaire au titre des passifs d'impôts reportés	42	42
Solde aux 31 décembre	1 606	1 437

L'économie d'impôts liée à une position fiscale est comptabilisée seulement lorsqu'il est plus probable qu'improbable que, selon sa valeur technique, cette position sera maintenue après examen par les autorités fiscales. L'économie d'impôts exigibles et reportés correspond au montant le plus élevé, compte tenu des possibilités de règlement, dont la réalisation est probable à plus de 50 % au moment du règlement avec les autorités fiscales.

Le rapprochement du solde d'ouverture et du solde de clôture des économies d'impôts non constatées se présentait comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Économies d'impôts non constatées au début de l'exercice	95	79
Ajouts	32	20
Réductions	(19)	(4)
Économies d'impôts non constatées à la fin de l'exercice	108	95

Au 31 décembre 2021, les économies d'impôts non constatées d'OPG s'élevaient à 108 millions de dollars (95 millions de dollars au 31 décembre 2020), compte non tenu des intérêts et des pénalités, lesquelles pourraient avoir une incidence sur le taux d'imposition effectif d'OPG si elles étaient constatées. Les variations des économies d'impôts non constatées pour les 12 prochains mois ne peuvent être prédites avec certitude.

OPG comptabilise les intérêts et les pénalités liés aux économies d'impôts non constatées comme charge d'impôts. Au 31 décembre 2021, OPG avait comptabilisé des intérêts sur les économies d'impôts non constatées de 16 millions de dollars (16 millions de dollars au 31 décembre 2020). OPG considère que sa domiciliation fiscale principale est le Canada pour ses entités canadiennes et les États-Unis pour ses filiales américaines. OPG demeure assujettie à des contrôles fiscaux pour les exercices postérieurs à 2016 au Canada, tandis que certaines de ses filiales américaines en propriété exclusive demeurent assujetties à des contrôles fiscaux de l'impôt fédéral et étatique pour les exercices postérieurs respectivement à 2016 et 2015.

En 2021, OPG a versé 173 millions de dollars en impôts, déduction faite du recouvrement d'impôts (241 millions de dollars en 2020).

13. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les variations du solde de chaque composante du cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices, étaient comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

	2021			Total
	Gains et pertes latents sur les couvertures de flux de trésorerie	Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite	Écart de conversion	
<i>(en millions de dollars)</i>				
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de l'exercice	(18)	(296)	(60)	(374)
Gain actuariel à la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, déduction faite des coûts des services passés	–	92	–	92
Conversion des établissements à l'étranger	–	–	(9)	(9)
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	11	18	–	29
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	11	110	(9)	112
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de l'exercice	(7)	(186)	(69)	(262)

	2020			Total
	Gains et pertes latents sur les couvertures de flux de trésorerie	Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite	Écart de conversion	
<i>(en millions de dollars)</i>				
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de l'exercice	(33)	(213)	(31)	(277)
Gain net sur les couvertures de flux de trésorerie	2	–	–	2
Perte actuarielle à la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	–	(91)	–	(91)
Conversion des établissements à l'étranger	–	–	(29)	(29)
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	13	8	–	21
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	15	(83)	(29)	(97)
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de l'exercice	(18)	(296)	(60)	(374)

Les montants importants reclassés hors de chaque composante du cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices, étaient comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu		Poste des états des résultats
	2021	2020	
Amortissement des pertes découlant des couvertures de flux de trésorerie			
Pertes	13	15	Intérêts débiteurs, montant net
Recouvrement d'impôts	(2)	(2)	Charge d'impôts
	11	13	
Amortissement des montants relatifs aux régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite			
Pertes actuarielles, déduction faite des coûts des services passés	23	11	Voir la note 1 ci-dessous
Recouvrement d'impôts	(5)	(3)	Charge d'impôts
	18	8	
Total des montants reclassés pour l'exercice	29	21	

¹ & Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont prises en compte pour le calcul des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (pour plus de détails, se reporter à la note 14).

14. RÉGIMES DE RETRAITE ET AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Actifs de la caisse de retraite

Les directives de placement de la caisse de retraite du régime agréé d'OPG sont présentées dans l'énoncé des politiques et procédures en matière de placements. L'énoncé des politiques et procédures en matière de placements est examiné et approuvé par le comité d'audit et du risque du conseil d'administration d'OPG au moins annuellement et comporte un exposé sur les objectifs et les attentes en matière de placements, sur la composition des actifs et son rééquilibrage et sur la méthode d'évaluation du rendement des actifs de la caisse de retraite.

Conformément à l'énoncé des politiques et procédures en matière de placements, les décisions de répartition des placements sont prises dans le but d'atteindre l'objectif d'OPG de respecter les obligations du régime à mesure qu'elles arrivent à échéance. Les actifs de la caisse de retraite sont placés dans quatre catégories d'actifs. La première catégorie correspond aux actifs à revenu fixe, qui offrent une stabilité contre la volatilité accrue des actions dans une économie au ralenti. La deuxième catégorie comprend les actifs d'accroissement du rendement, qui offrent la possibilité d'obtenir des rendements plus élevés, supérieurs à ceux attendus des actifs à revenu fixe. La troisième catégorie comprend les actifs immobiliers qui procurent diverses caractéristiques combinées des actifs à revenu fixe et des actifs d'accroissement du rendement. La quatrième catégorie inclut les actifs qui permettent une diversification du rendement, qui offrent la possibilité d'améliorer le rendement global de la caisse de retraite tout en contrôlant l'ampleur du risque de baisse des marchés.

Pour atteindre l'objectif énoncé ci-dessus, OPG a opté pour la répartition cible stratégique des actifs suivante pour son régime de retraite :

	Cible
Catégorie d'actifs	
Actifs à revenu fixe	33,5 %
Actifs d'accroissement du rendement	33,5 %
Actifs immobiliers	28,0 %
Actifs de diversification du rendement	5,0 %

Le régime a recours à des instruments dérivés, aux fins de la gestion des risques ou à des fins stratégiques, lorsque cela est cohérent avec ses objectifs de placement.

Concentrations importantes de risque dans les actifs de la caisse de retraite

Les actifs de la caisse de retraite d'OPG sont diversifiés afin de limiter l'incidence que pourrait avoir à lui seul un placement en particulier. La caisse de retraite se compose d'actifs de plusieurs catégories. Les titres à revenu fixe sont diversifiés et comprennent des obligations du gouvernement canadien, des obligations d'organismes gouvernementaux, des obligations à rendement réel et des obligations de sociétés. Les placements en actions comprennent des actions canadiennes, américaines et mondiales. Des portefeuilles dans les secteurs de l'immobilier, des infrastructures et de l'agriculture étaient également inclus dans l'actif total de la caisse de retraite au 31 décembre 2021. De plus, les placements dans les catégories d'actifs ci-dessus sont diversifiés par fonds, gestionnaires de portefeuille, stratégies, années, secteurs et régions, selon les caractéristiques propres à chaque catégorie d'actifs.

Le risque de crédit relatif aux titres à revenu fixe détenus par la caisse de retraite est géré par des directives en matière de tolérance au risque, qui exigent que les titres à revenu fixe respectent diverses contraintes de placement pour assurer une diversification prudente et la qualité minimale recommandée pour les notes de crédit requises. Le risque de crédit lié aux dérivés détenus par la caisse de retraite est géré conformément à la documentation de l'International Swap and Derivatives Association, et la gestion des contreparties est assumée par les gestionnaires de portefeuille de la caisse de retraite.

Gestion des risques

La supervision de la gestion des risques de la caisse de retraite d'OPG comprend, entre autres, les activités suivantes :

- Gestion périodique de l'actif et du passif et recherches stratégiques sur la répartition des actifs
- Surveillance des niveaux de financement et des ratios de capitalisation
- Surveillance de la conformité aux lignes directrices quant à la répartition des actifs et des contrats de gestion de placements
- Surveillance du rendement des catégories d'actifs par rapport à leur indice de référence
- Surveillance du rendement des gestionnaires de placements par rapport à leurs indices de référence
- Surveillance des directives en matière de tolérance au risque

Taux de rendement prévu des actifs de la caisse de retraite

Le taux de rendement prévu des actifs de la caisse de retraite est fondé sur la répartition des actifs de la caisse, de même que sur le rendement prévu en tenant compte des risques et rendements à long terme de chaque catégorie d'actifs qui compose le portefeuille des régimes. Les décisions en matière de gestion des actifs prennent en compte les passifs économiques du régime.

Évaluations à la juste valeur

OPG est tenue de classer les évaluations à la juste valeur selon une hiérarchie. Cette hiérarchie répartit les instruments financiers entre trois niveaux fondés sur l'importance des données utilisées pour l'évaluation à la juste valeur des actifs et des passifs. Se reporter à la note 16 pour plus de détails sur les évaluations à la juste valeur et la hiérarchie des justes valeurs.

Les actifs de la caisse de retraite évalués à la juste valeur conformément à la hiérarchie des justes valeurs s'établissaient comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	327	-	-	327
Placements à court terme	-	8	-	8
Titres à revenu fixe				
Titres d'emprunt de sociétés	-	2 573	-	2 573
Obligations de gouvernements	37	2 556	-	2 593
Actions				
Canadiennes	966	558	-	1 524
Américaines	1 177	-	-	1 177
Mondiales	916	-	-	916
Fonds en gestion commune	383	999	-	1 382
Contrats de change à terme	-	1	-	1
Contrats à terme et pensions sur titres	3	-	-	3
	3 809	6 695	-	10 504
Contrats à terme et pensions sur titres	-	(173)	-	(173)
	3 809	6 522	-	10 331
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				6 142
				16 473 ²

<i>(en millions de dollars)</i>	2020			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	495	-	-	495
Placements à court terme	-	8	-	8
Titres à revenu fixe				
Titres d'emprunt de sociétés	-	2 106	-	2 106
Obligations de gouvernements	-	2 959	-	2 959
Actions				
Canadiennes	723	530	-	1 253
Américaines	1 055	-	-	1 055
Mondiales	892	-	-	892
Fonds en gestion commune	565	882	-	1 447
Contrats de change à terme	-	36	-	36
Contrats à terme	1	-	-	1
	3 731	6 521	-	10 252
Contrats à terme et pensions sur titres	-	(50)	-	(50)
	3 731	6 471	-	10 202
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				5 175
				15 377 ²

¹& Représentent les placements évalués à la juste valeur, au moyen de la valeur liquidative comme mesure de simplification de la juste valeur, qui n'ont pas été classés dans la hiérarchie des justes valeurs. Les montants à la juste valeur de ces placements présentés dans le tableau visent à permettre le rapprochement de la hiérarchie des justes valeurs et de la juste valeur totale des actifs des régimes présentés dans les tableaux suivants.

²& Le tableau ci-dessus ne tient pas compte des montants à recevoir par la caisse de retraite et à payer par celle-ci.

Coûts et passifs des régimes à prestations définies

Les détails sur les obligations d'OPG au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite consolidés, des actifs de la caisse de retraite et des coûts, de même que sur les hypothèses clés utilisées pour déterminer ces montants sont présentés dans les tableaux qui suivent :

	Régimes de retraite agréés et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2021	2020	2021	2020
<i>Hypothèses moyennes pondérées – obligations au titre des prestations à la fin de l'exercice</i>				
Taux d'actualisation pour les obligations au titre des prestations projetées	3,22 %	2,64 %	3,25 %	2,69 %
Taux d'indexation de la grille salariale – taux initial ¹	1,65 %	1,60 %	1,65 %	1,60 %
– par la suite	2,50 %	2,25 %	2,50 %	2,25 %
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	2,00 %	1,75 %	s. o.	s. o.
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	4,05 %	4,02 %
Taux tendanciel définitif du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	4,05 %	4,05 %
Année d'atteinte du taux tendanciel définitif du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	2040	2040
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	s. o.	s. o.	2,00 %	1,75 %

s. o. – hypothèse sans objet.

¹ Taux moyen annuel jusqu'au 31 décembre 2026.

	Régimes de retraite agréés et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2021	2020	2021	2020
<i>Hypothèses moyennes pondérées – coûts pour l'exercice</i>				
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	5,75 %	6,00 %	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation pour le coût des services rendus au cours de l'exercice	2,85 %	3,19 %	2,68 %	3,13 %
Taux d'actualisation pour les obligations au titre des prestations projetées	2,10 %	2,91 %	2,26 %	2,98 %
Taux d'actualisation pour l'intérêt sur le coût des services	2,60 %	3,11 %	2,48 %	3,06 %
Taux d'indexation de la grille salariale – taux initial ¹	1,60 %	1,70 %	1,60 %	1,70 %
– par la suite	2,25 %	2,25 %	2,25 %	2,25 %
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	1,75 %	1,75 %	s. o.	s. o.
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	4,02 %	3,83 %
Taux tendanciel définitif du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	4,05 %	4,05 %
Année d'atteinte du taux tendanciel définitif du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	2040	2040
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	s. o.	s. o.	1,75 %	1,75 %
Durée moyenne résiduelle prévue d'activité des salariés (en années)	12	12	13	13

s. o. – hypothèse sans objet.

¹ Taux moyen par année jusqu'au 31 décembre 2026.

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020
<i>Composantes de la charge comptabilisée pour l'exercice</i>						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	368	339	9	9	95	89
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	423	530	9	11	80	97
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	(861)	(870)	-	-	-	-
Amortissement des coûts des services passés ¹	-	-	-	-	(2)	(2)
Amortissement de la perte actuarielle nette ¹	273	162	10	7	6	-
Comptabilisation de la perte actuarielle nette liée aux prestations d'invalidité prolongée	-	-	-	-	11	19
Coûts comptabilisés ²	203	161	28	27	190	203

¹ L'incidence nette de l'amortissement de la perte actuarielle nette et de l'amortissement des coûts des services passés a été constatée à titre de hausse des autres éléments du résultat étendu. Cette hausse a été en partie compensée par l'incidence de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dont il est question à la note 7.

² Sauf l'incidence des comptes réglementaires dont il est question à la note 7.

Le total des coûts des prestations, y compris l'incidence du compte d'écarts lié aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et du compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés, s'est établi comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Régimes de retraite agréés	203	161
Régimes de retraite complémentaires	28	27
Avantages complémentaires de retraite	190	203
Compte d'écarts lié aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 7)	148	141
Compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés (note 7)	(110)	(87)
Coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	459	445

Les obligations au titre des régimes de retraite consolidés et des avantages complémentaires de retraite et les actifs de la caisse de retraite, évalués aux 31 décembre, étaient les suivants :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020
<i>Variation des actifs de la caisse de retraite</i>						
Juste valeur des actifs de la caisse de retraite au début de l'exercice	15 396	14 926	-	-	-	-
Cotisations patronales	179	189	20	18	97	88
Cotisations salariales	89	94	-	-	-	-
Rendement réel des actifs des régimes déduction faite des charges	1 737	1 018	-	-	-	-
Versements de prestations	(893)	(831)	(20)	(18)	(97)	(88)
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	16 508	15 396	-	-	-	-
<i>Variation des obligations au titre des prestations projetées</i>						
Obligations au titre des prestations projetées au début de l'exercice	19 991	18 124	428	387	3 513	3 203
Coût des services rendus au cours de l'exercice pour l'employeur	368	339	9	9	95	89
Cotisations salariales	89	94	-	-	-	-
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	423	530	9	11	80	97
Versements de prestations	(893)	(831)	(20)	(18)	(97)	(88)
Coûts des services passés	-	-	-	-	26	-
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	(1 011)	1 735	(21)	39	(288)	203
Acquisitions	-	-	-	-	-	9
Obligations au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	18 967	19 991	405	428	3 329	3 513
Situation de capitalisation – déficit à la fin de l'exercice	(2 459)	(4 595)	(405)	(428)	(3 329)	(3 513)

Le passif au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et leur classement au bilan consolidé s'établissent comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Passif à court terme	-	-	(18)	(18)	(114)	(107)
Passif à long terme	(2 459)	(4 595)	(387)	(410)	(3 215)	(3 406)
Total des passifs	(2 459)	(4 595)	(405)	(428)	(3 329)	(3 513)

Au 31 décembre 2021, les obligations au titre des prestations constituées pour les régimes de retraite agréés et les régimes de retraite complémentaires s'élevaient respectivement à 17 544 millions de dollars et 381 millions de dollars (respectivement à 18 504 millions de dollars et 394 millions de dollars au 31 décembre 2020). Il y a une différence entre l'obligation au titre des prestations constituées et l'obligation au titre des prestations projetées parce que l'obligation au titre des prestations constituées ne comporte pas d'hypothèse à propos des niveaux de rémunération futurs.

Les obligations projetées au titre des prestations pour les régimes de retraite agréés et les régimes de retraite complémentaires avaient diminué, passant respectivement de 19 991 millions de dollars et 428 millions de dollars au 31 décembre 2020 à respectivement 18 967 millions de dollars et 405 millions de dollars au 31 décembre 2021. Cette diminution s'explique principalement par la réévaluation des obligations au titre des prestations à la fin de 2021 qui tient compte de la hausse des taux d'actualisation, contrebalancée en partie par une augmentation du taux d'inflation présumé.

Les obligations projetées au titre des prestations d'avantages complémentaires de retraite ont diminué, passant de 3 513 millions de dollars au 31 décembre 2020 à 3 329 millions de dollars au 31 décembre 2021. Cette diminution s'explique principalement par la réévaluation des obligations au titre des prestations à la fin de 2021 qui tient compte de la hausse des taux d'actualisation.

Le tableau suivant présente les composantes des autres éléments du résultat étendu d'OPG liées aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite ainsi que l'actif réglementaire correspondant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, tel qu'il est mentionné à la note 7, pour les exercices clos les 31 décembre, avant impôts :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020
<i>Variations des actifs des régimes et des obligations au titre des prestations comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu</i>						
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette de l'exercice considéré	(1 887)	1 587	(21)	39	(299)	184
Coûts des services passés de l'exercice	–	–	–	–	26	–
Amortissement de la perte actuarielle nette	(273)	(162)	(10)	(7)	(6)	–
Amortissement des coûts des services passés	–	–	–	–	2	2
(Augmentation) diminution totale des autres éléments du résultat étendu	(2 160)	1 425	(31)	32	(277)	186
Moins : (diminution) augmentation de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (<i>note 7</i>)	(2 033)	1 328	(30)	29	(259)	175
(Augmentation) diminution nette des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	(127)	97	(1)	3	(18)	11

Le tableau suivant présente les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu d'OPG ainsi que l'actif réglementaire correspondant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite qui n'avaient pas encore été comptabilisés dans les coûts des prestations aux 31 décembre, avant impôts :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020
<i>Montants non amortis comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu</i>						
Coûts (crédits) des services passés	–	–	–	–	10	(18)
Perte actuarielle nette	2 882	5 042	128	159	105	410
Total des montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	2 882	5 042	128	159	115	392
Moins : actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (<i>note 7</i>)	2 651	4 684	118	148	108	367
Montant net comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	231	358	10	11	7	25

La perte actuarielle nette non amortie et les crédits des services passés non amortis aux 31 décembre s'établissent comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Gain actuariel net non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	(410)	(180)	–	–	–	–
Perte actuarielle nette non amortissable en raison de l'utilisation du corridor	1 877	1 999	41	43	105	327
Perte actuarielle nette amortissable	1 415	3 223	87	116	–	83
Perte actuarielle nette non amortie	2 882	5 042	128	159	105	410
Coûts (crédits) des services passés non amortis	–	–	–	–	10	(18)

La dernière évaluation actuarielle, aux fins de capitalisation, du régime de retraite agréé d'OPG, en date du 1^{er} avril 2021, a été déposée auprès de l'Autorité ontarienne de réglementation des services financiers (ARSF) en décembre 2021. La prochaine évaluation actuarielle doit être réalisée au plus tard en date du 1^{er} avril 2024. Pour 2022, les cotisations que la Société doit verser au régime de retraite agréé d'OPG devraient s'élever à 178 millions de dollars. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu de temps à autre.

Dans le cadre de l'évaluation actuarielle aux fins de capitalisation du régime de retraite agréé en date du 1^{er} avril 2021, les hypothèses démographiques et les autres hypothèses des régimes ont été examinées, et révisées au besoin, par des actuaires indépendants. À partir des données démographiques mises à jour au 1^{er} janvier 2021, et des hypothèses démographiques conformément à la nouvelle évaluation actuarielle du régime de retraite agréé, OPG a également procédé, en 2021, à une évaluation actuarielle exhaustive de ses régimes de retraite à prestations déterminées et d'avantages complémentaires de retraite d'OPG à des fins comptables. Les résultats de cette évaluation ont été pris en compte dans les obligations de fin d'exercice de 2021, reflétant les hypothèses appropriées aux fins comptables au 31 décembre 2021.

Les régimes de retraite complémentaires ne sont pas capitalisés, mais ils sont garantis au moyen de lettres de crédit qui totalisaient 395 millions de dollars au 31 décembre 2021 (428 millions de dollars au 31 décembre 2020).

Les versements de prestations futurs estimatifs aux participants des régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite, en fonction des hypothèses utilisées pour évaluer les obligations au titre des prestations au 31 décembre 2021, se détaillaient de la manière suivante :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés	Régimes de retraite complémentaires	Avantages complémentaires de retraite
2022	746	18	114
2023	793	19	114
2024	794	19	116
2025	806	20	118
2026	827	20	120
2027 à 2031	4 646	106	671

Un changement dans les hypothèses suivantes, toutes les autres hypothèses demeurant constantes, se traduirait par une augmentation (diminution) des coûts des régimes de retraite à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés ¹	Régimes de retraite complémentaires ¹	Avantages complémentaires de retraite ¹
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(37)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	37	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(62)	(1)	(7)
Diminution de 0,25 %	65	1	13
Inflation ²			
Augmentation de 0,25 %	119	2	2
Diminution de 0,25 %	(112)	(1)	(1)
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	26	4	2
Diminution de 0,25 %	(26)	(3)	(1)
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	81
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(34)

s. o. – changement d'hypothèse sans objet.

¹ Sauf l'incidence des comptes réglementaires.

² Avec une variation correspondante de l'hypothèse de l'augmentation des salaires.

15. GESTION DES RISQUES ET DÉRIVÉS

OPG est exposée aux risques liés à la variation des taux d'intérêt du marché sur les instruments d'emprunt, aux fluctuations du change qui ont une incidence sur ses actifs, ses passifs et ses opérations prévues, et aux fluctuations des prix des marchandises. Des instruments dérivés choisis sont utilisés pour gérer ces risques. Les dérivés sont utilisés à titre d'instruments de couverture, de même qu'à des fins de transaction.

Taux d'intérêt

Le risque de taux d'intérêt s'entend du risque que la valeur des actifs et des passifs varie en raison des fluctuations des taux d'intérêt. Le risque de taux d'intérêt d'OPG découle du besoin de refinancer une dette existante ou de souscrire de nouveaux financements. Ce risque est géré au moyen de dérivés servant à couvrir l'exposition, conformément aux politiques de gestion des risques de la Société. OPG recourt périodiquement à des swaps de taux d'intérêt pour atténuer certains éléments de risque de taux d'intérêt associés à un financement prévu.

Taux de change

Les résultats financiers d'OPG sont exposés au risque de volatilité du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain, puisque les émissions de titres d'emprunt, les combustibles, ainsi que certaines matières et certains services achetés pour les centrales et les grands projets de développement peuvent être libellés en dollars américains. Pour gérer ce risque, la Société a recours à divers instruments financiers, comme les contrats à terme et autres contrats dérivés, en conformité avec les politiques de gestion des risques approuvées de la Société. De plus, la volatilité du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain a également une incidence sur les résultats financiers d'OPG générés par certaines de ses filiales qui mènent leurs activités exclusivement aux États-Unis.

Prix des marchandises

OPG est exposée aux fluctuations des prix des marchandises. Les variations du prix du marché pour le combustible nucléaire, le pétrole, le gaz et la biomasse servant à produire de l'électricité pourraient avoir des répercussions négatives sur le bénéfice et les flux de trésorerie d'exploitation d'OPG. Afin de gérer le risque de hausses imprévisibles du prix des combustibles, la Société a des programmes de couverture sur combustibles qui comprennent des contrats à prix fixes et à prix indexés.

Certaines centrales hydroélectriques d'OPG aux États-Unis vendent de l'énergie et de la capacité sur les marchés de gros de l'électricité et sont, par conséquent, assujetties à la volatilité du prix du marché de gros de l'électricité. Même si les revenus tirés de ces centrales représentent une petite partie du revenu total d'OPG, la Société pourrait recourir à des instruments dérivés de temps à autre afin d'atténuer davantage ce risque.

Crédit

La Société est exposée au risque de crédit principalement par le truchement des ventes d'électricité et des autres ventes. La majeure partie des revenus d'OPG provient des ventes d'électricité sur le marché administré par la SIERE. Les intervenants sur le marché administré par la SIERE fournissent des garanties conformément aux exigences prudentielles de la SIERE visant à couvrir les fonds qu'ils pourraient devoir sur le marché. Même si l'exposition au risque de crédit découlant de la SIERE représente une tranche importante des débiteurs d'OPG, le risque est considéré comme acceptable en raison du rôle de premier plan joué par la SIERE sur le marché de l'électricité de l'Ontario. Le solde des montants à recevoir découle d'un groupe diversifié de contreparties dont la qualité est habituellement élevée. Aux 31 décembre 2021 et 2020, la provision pour créances douteuses d'OPG était de 1 million de dollars.

La juste valeur des instruments dérivés représentait un passif net total de 19 millions de dollars au 31 décembre 2021 (14 millions de dollars au 31 décembre 2020).

Les montants avant impôts relatifs aux instruments dérivés comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et le bénéfice net pour les exercices clos les 31 décembre s'établissaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Couvertures de flux de trésorerie (comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu)		
Reclassement de pertes dans les intérêts débiteurs, montant net	13	15
Dérivés sur marchandises (comptabilisés dans le bénéfice net)		
Pertes réalisées incluses dans les revenus	(7)	(4)
Pertes latentes incluses dans les revenus	(1)	(1)

Des pertes nettes avant impôts existantes de 10 millions de dollars comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2021 devraient être reclassées dans le bénéfice net dans les 12 prochains mois.

16. ÉVALUATIONS À LA JUSTE VALEUR

OPG est tenue de classer les évaluations à la juste valeur selon une hiérarchie. Cette hiérarchie répartit les actifs financiers et les passifs financiers entre trois niveaux fondés sur les données utilisées pour l'évaluation à la juste valeur des actifs et des passifs financiers. La hiérarchie des justes valeurs comporte les trois niveaux suivants :

- Niveau 1 :L'évaluation des données se fonde sur les cours du marché non rajustés observés sur des marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques.
- Niveau 2 :L'évaluation se fonde sur des données autres que les cours du marché visés au niveau 1, qui sont observables pour l'actif ou le passif, soit directement ou indirectement.
- Niveau 3 :L'évaluation se fonde sur des données relatives à l'actif ou au passif qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables.

La juste valeur des instruments financiers négociés sur des marchés actifs se fonde sur les cours du marché aux dates des bilans consolidés. Un marché est considéré comme actif si les cours du marché sont disponibles régulièrement auprès d'une Bourse, d'un courtier, d'un groupe industriel, d'un service d'établissement des prix ou d'un organisme de réglementation, et si ces cours représentent des opérations réelles se produisant régulièrement dans des conditions normales de marché. Le cours du marché utilisé pour les actifs financiers détenus par OPG est le cours acheteur. Ces instruments sont compris dans le niveau 1 et se composent surtout de titres de capitaux propres et de placements dans des fonds.

Pour les instruments financiers pour lesquels il n'y a pas de cours de marché facilement disponibles, les justes valeurs sont estimées à l'aide de courbes de prix à terme tracées à partir de cours de marché ou de taux observables. L'estimation de la juste valeur peut comprendre l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation fondés, dans la mesure du possible, sur des hypothèses s'appuyant sur des cours ou des taux observables de marché en vigueur aux dates des bilans consolidés. C'est le cas des dérivés et titres négociés hors Bourse, qui comprennent les dérivés de produits énergétiques, les dérivés de change, les dérivés de swap de taux d'intérêt et les placements dans des fonds. D'autres placements dans des fonds divers sont évalués selon la valeur des parts établie par les administrateurs des fonds. La valeur des parts représente l'actif net sous-jacent évalué selon la juste valeur établie selon les cours de clôture. Les modèles d'évaluation utilisent des hypothèses générales et des données de marché et ne reflètent donc pas les risques spécifiques et d'autres facteurs qui toucheraient la juste valeur d'un instrument donné. Les méthodes employées pour calculer les rajustements de juste valeur sont examinées à intervalles réguliers afin de s'assurer qu'elles demeurent appropriées. Si toutes les données importantes requises pour évaluer un instrument à la juste valeur sont observables, l'instrument est inclus dans le niveau 2.

Si une ou plusieurs des données importantes ne se fondent pas sur des données de marché observables, l'instrument est classé dans le niveau 3. Des techniques d'évaluation précises sont employées pour évaluer ces instruments. Les données importantes de niveau 3 comprennent des transactions récentes comparables, de l'information de référence comparable, l'écart cours acheteur-cours vendeur de transactions similaires, et d'autres données pertinentes.

Un résumé des instruments financiers d'OPG et de leur juste valeur aux 31 décembre est présenté ci-après :

<i>(en millions de dollars)</i>	Juste valeur		Valeur comptable ¹		Poste du bilan
	2021	2020	2021	2020	
Fonds distincts nucléaires (y compris la tranche échéant à moins d'un an) ²	19 876	19 096	19 876	19 096	Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires
Prêt à recevoir de Fair Hydro Trust	940	1 017	911	913	Prêt à recevoir d'une partie liée
Investissement dans des actions d'Hydro One Limited	176	172	176	172	Titres de capitaux propres
Montant à payer relatif aux couvertures de flux de trésorerie	(9)	(16)	(9)	(16)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(10 757)	(11 160)	(9 666)	(9 332)	Dette à long terme
Autres instruments financiers	17	30	17	30	Autres

¹ La valeur comptable des autres instruments financiers incluse dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, des montants à recevoir de parties liées, des autres actifs à court terme, de la dette à court terme ainsi que des créditeurs, charges à payer et autres montants à payer se rapproche de leur juste valeur en raison de l'échéance immédiate ou à court terme de ces instruments financiers.

² Les Fonds distincts nucléaires se composent du Fonds distinct de déclassement et du Fonds distinct pour combustible irradié. La juste valeur d'OPG pour les Fonds distincts nucléaires ne peut être supérieure au passif de capitalisation en vertu de l'ONFA lorsque les Fonds distincts nucléaires sont surcapitalisés.

La juste valeur de la dette à long terme d'OPG émise dans le cadre du programme des billets à moyen terme repose sur un cours du marché révélateur. La juste valeur de ces instruments d'emprunt est fondée sur des données de niveau 2. La juste valeur de tous les autres instruments d'emprunt à long terme est établie à l'aide d'un modèle d'évaluation conventionnel en fonction des flux de trésorerie futurs, de la courbe des taux du marché actuels et de la durée jusqu'à l'échéance. Ces données sont considérées comme des données de niveau 2.

Les actifs et passifs financiers évalués à la juste valeur conformément à la hiérarchie des justes valeurs s'établissent comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Actif				
<i>Fonds distinct pour combustible irradié</i>				
Placements évalués à la juste valeur, compte non tenu des placements évalués à la valeur liquidative	7 342	6 013	–	13 355
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				2 725
				16 080
Montant à payer à la Province				(4 815)
Fonds distinct pour combustible irradié, montant net				11 265
<i>Fonds distinct de déclassement</i>				
Placements évalués à la juste valeur, compte non tenu des placements évalués à la valeur liquidative	5 628	4 592	–	10 220
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				2 166
				12 386
Montant à payer à la Province				(3 775)
Fonds distinct de déclassement, montant net				8 611
Titres de capitaux propres	176	–	–	176
Autres actifs financiers	13	–	36	49
Passif				
Autres passifs financiers	(32)	–	–	(32)

<i>(en millions de dollars)</i>	2020			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Actif				
<i>Fonds distinct pour combustible irradié</i>				
Placements évalués à la juste valeur, compte non tenu des placements évalués à la valeur liquidative	6 660	5 780	–	12 440
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				2 176
Montant à payer à la Province				14 616
Fonds distinct pour combustible irradié, montant net				(3 765)
				10 851
<i>Fonds distinct de déclassement</i>				
Placements évalués à la juste valeur, compte non tenu des placements évalués à la valeur liquidative	5 144	4 315	–	9 459
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				1 735
Montant à payer à la Province				11 194
Fonds distinct de déclassement, montant net				(2 949)
				8 245
Titres de capitaux propres	172	–	–	172
Autres actifs financiers	1	1	46	48
Passif				
Autres passifs financiers	(18)	–	–	(18)

¹ Représentent les placements évalués à la juste valeur, au moyen de la valeur liquidative comme mesure de simplification de la juste valeur, qui n'ont pas été classés dans la hiérarchie des justes valeurs. Les montants à la juste valeur de ces placements présentés dans le tableau visent à permettre le rapprochement de la hiérarchie des justes valeurs et des montants présentés aux bilans consolidés.

Au cours du deuxième trimestre de 2021, la Société a transféré 19 millions de dollars du niveau 3 au niveau 1. Ce transfert découle d'un placement qui est devenu coté en Bourse au deuxième trimestre de 2021. OPG avait vendu le placement en entier au 31 décembre 2021, ce qui avait résulté en un gain avant impôt réalisé de 51 millions de dollars comptabilisé dans Autres gains.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les variations des actifs nets évalués à la juste valeur et classés comme des instruments financiers de niveau 3 s'établissaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Autres instruments financiers
Solde d'ouverture au 1 ^{er} janvier 2021	46
Transferts	(19)
Gains latents inclus dans les revenus	9
Pertes réalisées incluses dans les revenus	(6)
Achats	6
Solde de clôture au 31 décembre 2021	36

Placements évalués à la valeur liquidative

Fonds distincts nucléaires

Les placements classés au niveau 3 dans le portefeuille de placements non traditionnels des Fonds distincts nucléaires se composent de placements dans les secteurs de l'immobilier, des infrastructures et de l'agriculture. La juste valeur de ces placements est déterminée à l'aide de l'information financière fournie par les commandités des fonds de sociétés en commandite dans lesquels les Fonds distincts nucléaires sont investis. Les placements directs sont évalués au moyen de techniques d'évaluation appropriées, comme des opérations récentes dans des conditions normales de marché, des références à la juste valeur actuelle d'autres instruments qui sont essentiellement les mêmes, des analyses des flux de trésorerie actualisés, des expertises de tiers, des multiples de valorisation ou d'autres méthodes d'évaluation. Le contrôle, la taille, la liquidité ou d'autres primes sur les placements sont pris en compte pour établir la juste valeur.

Le processus d'évaluation des placements pour lesquels aucun cours du marché publié n'existe est fondé sur des incertitudes inhérentes, et les valeurs qui en résultent peuvent différer des valeurs qui auraient été utilisées si un marché était en place pour les placements. Les valeurs peuvent aussi différer des prix auxquels les placements peuvent être vendus.

Les catégories de placements détenus dans les Fonds distincts nucléaires qui étaient présentés à la valeur liquidative aux 31 décembre s'établissaient comme suit :

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	Juste valeur	Engagements non capitalisés	Fréquence des rachats	Avis de rachat
Actifs immobiliers				
Infrastructures	2 620	1 450	s. o.	s. o.
Titres immobiliers	2 105	1 171	s. o.	s. o.
Agriculture	165	16	s. o.	s. o.
Fonds en gestion commune				
Placements à court terme	17	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Titres à revenu fixe	2 192	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Titres de capitaux propres	957	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Total	8 056	2 637		

La juste valeur des fonds en gestion commune est classée au niveau 2. Les placements dans les secteurs des infrastructures, de l'immobilier et de l'agriculture sont évalués au moyen de la valeur liquidative comme substitut pratique de la juste valeur.

Infrastructures

Cette catégorie comprend les placements dans des fonds dont l'objectif de placement est de générer à la fois une plus-value du capital à long terme et des revenus à court terme, habituellement grâce à des placements dans les secteurs de l'énergie, des transports et des services publics. Les justes valeurs des placements de cette catégorie ont été estimées à l'aide de la valeur liquidative de la participation des Fonds distincts nucléaires dans ces placements. La participation dans les fonds respectifs n'est pas remboursable. Toutefois, les Fonds distincts nucléaires peuvent transférer toute partie de leur participation à une autre partie, comme le stipulent les conventions de société en commandite ou d'actionnaires. Les distributions en trésorerie sont reçues en fonction du rendement des placements sous-jacents ou du produit de la liquidation éventuelle des placements sous-jacents. Il est impossible de prédire quand les actifs sous-jacents des fonds d'infrastructures de cette catégorie seront liquidés.

Titres immobiliers

Cette catégorie comprend les placements dans des biens immobiliers de qualité supérieure. L'objectif de placement est de fournir un revenu stable ainsi qu'une possibilité de plus-value du capital à long terme. Les justes valeurs des placements de cette catégorie ont été estimées à l'aide de la valeur liquidative de la participation des Fonds distincts nucléaires dans ces placements. Les placements dans les fonds respectifs ne peuvent être rachetés. Toutefois, les Fonds distincts nucléaires peuvent transférer toute partie de leur participation à une autre partie, comme le stipulent les conventions de société en commandite ou d'actionnaires. Pour les placements dans des sociétés immobilières fermées, les actions peuvent être remboursées selon un processus de remboursement préétabli. Les distributions en trésorerie sont reçues en fonction du rendement des placements sous-jacents ou du produit de la liquidation éventuelle des placements sous-jacents. Il est impossible de prédire quand les actifs sous-jacents de cette catégorie seront liquidés.

Agriculture

Cette catégorie comprend un portefeuille diversifié de placements mondiaux dans des terres agricoles. L'objectif de placement est de procurer une source de revenus, un rendement et une protection contre l'inflation différenciés. Les justes valeurs des placements de cette catégorie ont été estimées à l'aide de la valeur liquidative de la participation des Fonds distincts nucléaires dans ces placements. Les placements dans les fonds respectifs ne peuvent être rachetés. Toutefois, les Fonds distincts nucléaires peuvent transférer toute partie de leur participation à une autre partie, comme le stipulent les conventions de société en commandite ou d'actionnaires. Les distributions en trésorerie sont reçues en fonction du rendement des placements sous-jacents ou du produit de la liquidation éventuelle des placements sous-jacents. Il est impossible de prédire quand les actifs sous-jacents de cette catégorie seront liquidés.

Fonds en gestion commune

Cette catégorie représente les placements dans des fonds en gestion commune. Un fonds en gestion commune se compose essentiellement d'un portefeuille diversifié de titres à revenu fixe émis principalement par des sociétés canadiennes et de portefeuilles diversifiés de titres de capitaux propres inscrits en Bourse dans les marchés émergents. L'objectif de placement des fonds en gestion commune est d'obtenir une plus-value du capital et des revenus par une gestion professionnelle des portefeuilles. La juste valeur des placements de cette catégorie a été estimée à l'aide de la valeur liquidative par action des placements. Il n'y a pas de restriction notable quant à la vente de placements de cette catégorie.

17. CAPITAL-ACTIONS

Actions ordinaires

Aux 31 décembre 2021 et 2020, OPG avait 256 300 010 actions ordinaires émises et en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars. OPG est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale. Toute émission de nouvelles actions est assujettie au consentement de l'actionnaire d'OPG, à savoir la Province.

Actions de catégorie A

Les statuts de fusion de la Société ont été modifiés avec prise d'effet le 1^{er} décembre 2017, afin de permettre la création et l'émission d'actions de catégorie A sans droit de vote à l'intention de la Province en échange d'injections de capitaux propres dans OPG. Toutes les actions en circulation appartiennent directement à la Province, et OPG est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions de catégorie A sans valeur nominale. Les actions de catégorie A et les actions ordinaires sont de rang égal en matière de droit aux dividendes, et tous les dividendes déclarés par OPG doivent l'être en montant égal par action, et ce, pour toutes les actions en circulation sans préférence ni distinction. Au moment de la liquidation, ou de la dissolution d'OPG, volontaire ou non, les porteurs d'actions de catégorie A et d'actions ordinaires ont droit au partage des biens et des actifs également, à parité numérique dans le cadre de la distribution des biens et des actifs, sans préférence ni distinction. Toute émission d'une nouvelle catégorie d'actions est assujettie au consentement de la Province. OPG est autorisée à racheter les actions de catégorie A en circulation si le conseil d'administration d'OPG donne son approbation.

Aux 31 décembre 2021 et 2020, OPG avait 18 343 815 actions de catégorie A émises et en circulation d'une valeur déclarée de 787 millions de dollars.

18. BÉNÉFICE PAR ACTION

Le bénéfice de base et dilué par action est calculé en divisant le bénéfice net attribuable à l'actionnaire par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation.

Les actions de catégorie A sont comprises dans le nombre moyen pondéré d'actions en circulation. Aux 31 décembre 2021 et 2020, ce nombre était de 274,6 millions. Au cours des exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020, il n'y avait aucun titre dilutif.

19. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Litiges

En 2006, OPG a reçu un avis d'action et une déclaration, déposés devant la Cour de justice supérieure de l'Ontario, par British Energy Limited et British Energy International Holdings Limited (collectivement, British Energy). L'action réclamait paiement ou dédommagement de la part d'OPG pour tout montant dont British Energy serait rendue responsable au cours d'une procédure d'arbitrage initiée à son encontre par les acheteurs de la participation de British Energy dans Bruce Power L.P. (les requérants) concernant une prétendue violation des déclarations et garanties (l'arbitrage). L'action et l'arbitrage avaient trait à la présence de corrosion dans un générateur de vapeur d'une unité découverte après qu'OPG a loué les centrales nucléaires Bruce à Bruce Power L.P.

En 2012, l'arbitre a conclu que British Energy était responsable, vis-à-vis des requérants, d'une partie des dommages qu'ils réclamaient. En septembre 2014, British Energy a modifié sa déclaration (déclaration modifiée) pour refléter le fait que l'arbitrage n'avait pas accordé aux requérants tous les dommages qu'ils réclamaient initialement. Dans sa déclaration modifiée, British Energy a allégué aussi qu'OPG avait manqué à un engagement contractuel d'assurer l'entretien du générateur de vapeur entre le moment de la conclusion du contrat de location initial et la date d'entrée en vigueur du loyer, conformément aux bonnes pratiques. OPG défend la réclamation et les deux parties ont échangé des documents.

Des rencontres préparatoires au procès se sont tenues le 31 mai 2021. Peu de temps après, les parties ont conclu une entente au sujet de la déclaration de British Energy et l'action a été abandonnée. L'entente n'a pas eu d'incidence notable sur les états financiers consolidés de la Société. OPG ou ses filiales font face à diverses autres actions en justice couvrant un large ensemble de questions soulevées dans le cours normal des affaires.

Chacun de ces litiges s'accompagne d'incertitudes. L'issue de certains d'entre eux pourrait être défavorable. Même s'il n'est pas possible de prédire l'issue des diverses actions en justice qui sont en cours, la Société est d'avis que leur résolution ne devrait pas avoir une incidence néfaste importante sur la situation financière consolidée d'OPG.

Garanties

Au 31 décembre 2021, le montant total des garanties fournies par OPG se chiffrait à 35 millions de dollars (4 millions de dollars au 31 décembre 2020). Au 31 décembre 2021, l'incidence possible de la juste valeur des garanties en cours sur le bénéfice était de 1 million de dollars, et OPG ne s'attendait pas à faire de paiement associé à ces garanties.

Obligations contractuelles

Les obligations contractuelles d'OPG au 31 décembre 2021 se présentaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2022	2023	2024	2025	2026	Par la suite	Total
Ententes d'achat de combustible	129	114	50	40	39	35	407
Cotisations au régime de retraite agréé d'OPG ¹	178	180	48	—	—	—	406
Remboursement sur la dette à long terme	179	44	607	579	675	7 611	9 695
Intérêt sur la dette à long terme	356	348	337	322	306	4 634	6 303
Remboursement sur la dette à court terme	182	—	—	—	—	—	182
Engagements liés à la réfection de la centrale Darlington ²	170	—	—	—	—	—	170
Permis d'exploitation	44	46	47	48	48	248	481
Obligations en vertu de contrats de location simple	11	7	6	4	4	18	50
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer	1 280	—	—	—	—	—	1 280
Autres	77	63	15	10	11	96	272
Total	2 606	802	1 110	1 003	1 083	12 642	19 246

¹ Les cotisations aux régimes de retraite comprenaient les obligations de capitalisation continues, conformément à l'évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG en date du 1^{er} avril 2021. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être en date du 1^{er} avril 2024 au plus tard. Les cotisations sont tributaires de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes, l'évolution de l'environnement réglementaire des régimes de retraite et la date des évaluations actuarielles. Les obligations de capitalisation après le 1^{er} avril 2024 sont exclues en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires pour calculer les prévisions d'entrée des flux de trésorerie futurs. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu de temps à autre.

² Représentent les coûts estimatifs actuellement engagés pour clore le projet, y compris les montants à comptabiliser pour les travaux réalisés, la démobilisation du personnel affecté au projet, et l'annulation des contrats et des commandes de matériel.

Les engagements contractuels et commerciaux décrits précédemment excluent certains bons de commande, puisqu'ils représentent des autorisations d'achat plutôt que des contrats juridiquement valables et qu'ils peuvent être modifiés sans pénalités importantes.

Engagements au titre des contrats de location

La Société loue ses centrales nucléaires Bruce à Bruce Power. En vertu du contrat de location, Bruce Power a des options de renouvellement du contrat jusqu'à la fin de 2064. Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie* de l'Ontario, l'écart entre les revenus et les coûts d'OPG relatifs aux centrales nucléaires Bruce est compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production nucléaire d'OPG. La CEO a établi que, étant donné que les centrales nucléaires Bruce ne sont pas visées par le *Règlement de l'Ontario 53/05*, ces revenus, y compris les revenus de location, et ces coûts, y compris la dotation aux amortissements, doivent être établis selon la manière dont ils sont comptabilisés dans les états financiers consolidés d'OPG, sans l'application de concepts réglementaires. Par conséquent, la valeur comptable nette de ces centrales n'est pas incluse dans la base tarifaire.

La valeur comptable nette des immobilisations corporelles louées à Bruce Power s'établissait à 2 096 millions de dollars au 31 décembre 2021 (2 766 millions de dollars au 31 décembre 2020). La valeur comptable nette se compose essentiellement des coûts de mise hors service d'immobilisations.

Ententes d'impartition

Le 1^{er} février 2022, OPG a déployé en interne une partie de ses services de technologies de l'information qui était auparavant impartie à New Horizon System Solutions LP (NHSS) depuis 2000. Le reste représente des employés de NHSS qui devraient être transférés à OPG en 2024.

20. SECTEURS D'ACTIVITÉ

Au 31 décembre 2021, OPG comptait les cinq secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Services nucléaires durables réglementés
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique visée par contrat et autre
- Atura power

Production nucléaire réglementée

Le secteur Production nucléaire réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales nucléaires Darlington et Pickering qu'OPG possède et exploite. Il comprend aussi les revenus tirés d'un contrat de location à long terme et d'ententes autres que de location connexes conclus avec Bruce Power, qui visent les centrales nucléaires Bruce. Ces revenus comprennent les revenus locatifs, les honoraires pour les services de gestion des déchets nucléaires et les revenus tirés des ventes d'eau lourde et des services de détritiation. Ce secteur tire également des revenus de contrats réglementés de vente d'isotopes et de la prestation de services auxiliaires au réseau d'électricité fournis par les centrales nucléaires exploitées par OPG. En outre, le secteur comprend les charges engagées en lien avec un petit réacteur nucléaire modulaire au site DNNP. En novembre 2021, la Province a modifié le *Règlement de l'Ontario 53/05* afin de soumettre ce type d'installation à la réglementation de la CEO.

Services nucléaires durables réglementés

Le secteur Services nucléaires durables réglementés d'OPG présente les résultats des activités de la Société liés à la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité, au déclassement des centrales nucléaires d'OPG, y compris les centrales louées à Bruce Power et d'autres installations, à la gestion des Fonds distincts nucléaires et aux activités connexes, y compris l'inspection et la maintenance des installations de stockage des déchets. Par conséquent, une charge de désactualisation, qui correspond à l'augmentation de la valeur actuelle des passifs nucléaires comptabilisés aux bilans consolidés, attribuable au passage du temps, et le rendement des Fonds distincts nucléaires sont présentés dans ce secteur.

Au fil de l'exploitation des centrales nucléaires, OPG engage des coûts différentiels liés au combustible nucléaire irradié de faible activité et de moyenne activité qui font augmenter les passifs nucléaires. Ces coûts différentiels sont imputés aux activités courantes du secteur Production nucléaire réglementée afin de refléter le coût de production de l'énergie produite par les centrales nucléaires Darlington et Pickering et les revenus tirés du contrat de location et des ententes connexes conclus avec Bruce Power. Puisque les coûts différentiels font augmenter les passifs nucléaires présentés dans le secteur Services nucléaires durables réglementés, OPG comptabilise une charge intersectorielle entre les secteurs Production nucléaire réglementée et Services nucléaires durables réglementés. L'incidence de cette charge intersectorielle est éliminée dans les états des résultats et les bilans consolidés.

Le secteur Services nucléaires durables réglementés est considéré comme réglementé parce que les coûts liés aux passifs nucléaires sont inclus dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés de l'électricité produite par les centrales nucléaires réglementées Darlington et Pickering d'OPG.

Dès le quatrième trimestre de 2021, le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée a été renommé Services nucléaires durables réglementés.

Production hydroélectrique réglementée

Le secteur Production hydroélectrique réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant de la plupart des centrales hydroélectriques d'OPG. Ce secteur comprend les résultats des 54 centrales hydroélectriques réglementées situées sur de nombreuses rivières importantes à l'échelle de la province. De plus, le secteur comprend les revenus tirés de la prestation de services auxiliaires au réseau d'électricité et d'autres revenus générés par les centrales hydroélectriques à tarifs réglementés d'OPG.

Production hydroélectrique visée par contrat et autre

Le secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre exerce ses activités en Ontario et aux États-Unis, et produit et vend de l'électricité à partir des centrales à tarifs non réglementés de la Société. Le secteur comprend essentiellement les centrales de production d'énergie exploitées aux termes de CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme. La majorité des centrales aux États-Unis fournissent actuellement de l'énergie et de la capacité sur les marchés de gros de l'électricité. En Ontario, les contrats en vigueur pour les centrales thermiques viennent à échéance entre 2024 et 2029, pour la centrale solaire, en 2039, et pour les centrales hydroélectriques, entre 2059 et 2067. Aux États-Unis, les contrats en vigueur viennent à échéance entre 2022 et 2041.

Le secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre comprend la quote-part revenant à OPG du bénéfice des installations productrices d'électricité dans lesquelles OPG est copropriétaire ou détient une participation minoritaire, et les revenus tirés de la prestation de services auxiliaires au réseau d'électricité et les autres revenus provenant des centrales incluses dans le secteur.

Atura Power

Le secteur Atura Power exerce ses activités en Ontario, produisant et vendant de l'électricité à partir des centrales à cycle combiné de la Société. Toutes les centrales de ce secteur font l'objet d'une CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme. Ce secteur comprend également les revenus tirés de la participation dans les marchés de réserve d'exploitation et le programme de tarifs de rachat garantis de SIERE. En outre, le secteur comprend les charges relatives aux activités de développement commercial liées à la production d'hydrogène faible en carbone.

Au quatrième trimestre de 2021, le secteur Production au gaz visée par contrat a été renommé Atura Power.

Honoraires de service

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des secteurs de production d'électricité à tarifs réglementés et du secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre comprennent des honoraires de services qui se rapportent à l'utilisation de certaines immobilisations corporelles et de certains actifs incorporels partagés de la catégorie Autres. Les honoraires de services sont comptabilisés comme une augmentation des revenus de la catégorie Autres, mais sont éliminés dans les états des résultats consolidés.

Les honoraires de service pris en compte dans les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par secteur pour les exercices clos les 31 décembre s'établissaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Production nucléaire réglementée	65	55
Production hydroélectrique réglementée	10	9
Production hydroélectrique visée par contrat et autre	6	5
	81	69

Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 <i>(en millions de dollars)</i>	Production réglementée			Production non réglementée				Total
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électricité	Production hydroélectrique visée par contrat et autre	Atura Power	Autres	Éliminations	
Revenus	3 815	–	1 576	692	689	16	–	6 788
Revenus de location	25	–	–	–	–	17	–	42
Autres revenus	4	192	–	1	–	113	(263)	47
Revenu total	3 844	192	1 576	693	689	146	(263)	6 877
Charges liées au combustible	251	–	337	52	234	–	–	874
Marge brute	3 593	192	1 239	641	455	146	(263)	6 003
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 266	192	336	239	63	56	(263)	2 889
Dotation aux amortissements	611	–	200	147	112	62	–	1 132
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	–	1 077	–	7	2	3	–	1 089
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires	–	(967)	–	–	–	–	–	(967)
Impôts fonciers	27	–	1	16	2	2	–	48
Bénéfice tiré des participations dans des entités sous influence notable	–	–	–	(2)	–	1	–	(1)
Autres pertes (gains)	90	–	4	12	1	(110)	–	(3)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	599	(110)	698	222	275	132	–	1 816
Intérêts débiteurs, montant net								233
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices								1 583
Charge d'impôts								239
Bénéfice net								1 344

Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 <i>(en millions de dollars)</i>	Production réglementée			Production non réglementée				Total
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électricité	Production hydroélectrique visée par contrat et autres	Atura Power	Autres	Éliminations	
Revenus	4 549	–	1 548	660	405	6	–	7 168
Revenus de location	25	–	–	–	–	18	–	43
Autres revenus	–	134	–	–	–	92	(197)	29
Revenu total	4 574	134	1 548	660	405	116	(197)	7 240
Charges liées aux combustibles	295	–	347	46	89	–	–	777
Marge brute	4 279	134	1 201	614	316	116	(197)	6 463
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 337	134	324	233	43	28	(197)	2 902
Dotation aux amortissements	823	–	214	149	82	54	–	1 322
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	–	1 041	–	7	1	5	–	1 054
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires	–	(928)	–	–	–	–	–	(928)
Impôts fonciers	25	–	1	18	2	2	–	48
Bénéfice tiré des participations dans des entités sous influence notable	–	–	–	(1)	(10)	–	–	(11)
Autres pertes (gains)	–	–	2	9	1	(6)	–	6
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts	1 094	(113)	660	199	197	33	–	2 070
Intérêts débiteurs, montant net								307
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices								1 763
Charge d'impôts								387
Bénéfice net								1 376

Principales données sectorielles du bilan consolidé au 31 décembre 2021 (en millions de dollars)	Production réglementée			Production non réglementée			Total
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électricité	Production hydroélectrique visée par contrat et autres	Atura Power	Autres	
Immobilisations corporelles en service, montant net	10 574	–	7 557	5 386	3 126	164	26 807
Constructions en cours	2 656	–	418	375	–	71	3 520
Immobilisations corporelles, montant net	13 230	–	7 975	5 761	3 126	235	30 327
Actifs incorporels en service, montant net	25	–	2	147	115	140	429
Aménagement en cours	19	–	–	–	–	28	47
Actifs incorporels, montant net	44	–	2	147	115	168	476
Goodwill	–	–	–	161	–	–	161
Stocks de combustible	196	–	–	32	19	–	247
Matières et fournitures, montant net							
À court terme	102	–	–	1	–	–	103
À long terme	411	–	–	3	–	–	414
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires (tranche à court terme et tranche à long terme)	–	19 876	–	–	–	–	19 876
Prêt à recevoir	–	–	–	–	–	911	911
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	–	(23 115)	–	(139)	(48)	(113)	(23 415)

Principales données sectorielles du bilan consolidé au 31 décembre 2020 (en millions de dollars)	Production réglementée			Production non réglementée			Total
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électricité	Production hydroélectrique visée par contrat et autre	Atura Power	Autres	
Immobilisations corporelles en service, montant net	11 176	–	7 460	5 371	3 279	227	27 513
Constructions en cours	1 826	–	279	139	–	53	2 297
Immobilisations corporelles, montant net	13 002	–	7 739	5 510	3 279	280	29 810
Actifs incorporels en service, montant net	22	–	8	151	122	126	429
Aménagement en cours	11	–	–	–	–	31	42
Actifs incorporels, montant net	33	–	8	151	122	157	471
Goodwill	–	–	–	162	–	–	162
Stocks de combustible	190	–	–	30	16	–	236
Matières et fournitures, montant net							
À court terme	91	–	–	1	–	–	92
À long terme	402	–	–	2	–	–	404
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires (tranche à court terme et tranche à long terme)	–	19 096	–	–	–	–	19 096
Prêt à recevoir	–	–	–	–	–	913	913
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	–	(22 621)	–	(127)	(47)	(152)	(22 947)

**Détails des dépenses en immobilisations
du secteur**

	Production réglementée			Production non réglementée			Total
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électricité	Production hydroélectrique visée par contrat et autre	Atura Power	Autres	
<i>(en millions de dollars)</i>							
Exercice clos le 31 décembre 2021							
Investissement dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels	1 234	–	386	293	60	106	2 079
Variation nette des montants à payer et autres éléments hors caisse							(54)
Investissement dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels – flux de trésorerie							2 025
Exercice clos le 31 décembre 2020							
Investissement dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels	1 205	–	289	179	9	142	1 824
Variation nette des montants à payer et autres éléments hors caisse							(59)
Investissement dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels – flux de trésorerie							1 765

21. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Étant donné que la Province détient toutes les actions d'OPG, les parties liées comprennent la Province et d'autres entités sous contrôle de la Province.

Les opérations entre parties liées présentées ci-dessous comprennent les opérations conclues avec la Province et les principales sociétés remplaçantes de l'ancienne entreprise de services d'électricité intégrée d'Ontario Hydro, y compris Hydro One Limited (Hydro One), la SIERE et la SFIEO. Les opérations entre OPG et les parties liées sont mesurées à la valeur d'échange, soit la valeur de la contrepartie qui a été établie et acceptée par les parties liées. En tant que l'une des nombreuses sociétés gouvernementales en propriété exclusive de la Province, OPG conclut aussi des opérations dans le cours normal des affaires avec divers ministères et organismes gouvernementaux en Ontario qui relèvent de la compétence de la Province.

Les opérations entre parties liées pour les exercices clos les 31 décembre s'établissaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021		2020	
	Revenus	Charges	Revenus	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	13	—	6	—
Services	—	8	—	9
Dividendes	6	—	6	—
Province d'Ontario				
Variation du montant du Fonds distinct de déclassement à payer à la Province ¹	—	826	—	565
Variation du montant du Fonds distinct pour combustible irradié à payer à la Province ¹	—	1 050	—	698
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	—	104	—	108
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	—	205	—	208
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	—	104	—	120
Impôts sur les bénéfices	—	418	—	475
Impôts fonciers	—	12	—	11
SIERE				
Revenus liés à la production d'électricité	6 367	—	6 256	—
Fair Hydro Trust				
Intérêts créditeurs	33	—	33	—
	6 419	2 727	6 301	2 194

¹ Les Fonds distincts nucléaires sont présentés aux bilans consolidés, déduction faite des montants comptabilisés comme étant à payer à la Province relativement à tout excédent de capitalisation et, pour le Fonds distinct pour combustible irradié, au taux de rendement garanti de la Province. Aux 31 décembre 2021 et 2020, les Fonds distincts nucléaires étaient présentés déduction faite des montants à payer à la Province respectivement de 8 590 millions de dollars et 6 714 millions de dollars.

Les soldes entre OPG et ses parties liées aux 31 décembre s'établissaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Montants à recevoir de parties liées		
Hydro One	2	1
SIERE – montants à recevoir liés à l'électricité	548	487
Fair Hydro Trust	4	4
SFIEO	3	–
Province d'Ontario	1	–
Prêt à recevoir		
Fair Hydro Trust (<i>note 3</i>)	911	913
Titres de capitaux propres		
Actions d'Hydro One	176	172
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer		
Hydro One	1	2
SFIEO	88	88
Province d'Ontario	6	7
SIERE – montants à payer liés à l'électricité	8	6
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)		
Billets à payer à la SFIEO	2 690	2 875

OPG peut détenir des obligations et des bons du Trésor de la province d'Ontario dans les Fonds distincts nucléaires et dans la caisse du régime de retraite agréé d'OPG. Au 31 décembre 2021, les Fonds distincts nucléaires détenaient 1 709 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (1 601 millions de dollars en 2020) et 13 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (10 millions de dollars en 2020). Au 31 décembre 2021, la caisse du régime de retraite agréé d'OPG détenait 89 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (50 millions de dollars en 2020) et 15 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (néant en 2020). Ces obligations et ces bons du Trésor de la province d'Ontario sont négociés en Bourse et sont évalués à la juste valeur. OPG supervise la gestion des placements des Fonds distincts nucléaires conjointement avec la Province.

22. VARIATIONS NETTES DES SOLDES DU FONDS DE ROULEMENT HORS CAISSE

Les variations nettes des soldes du fonds de roulement hors caisse pour les exercices clos le 31 décembre étaient les suivantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2020
Montants à recevoir de parties liées	(66)	20
Stocks de combustible	(9)	13
Matières et fournitures	14	21
Charges payées d'avance	(32)	7
Autres actifs à court terme	(24)	(34)
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer	176	76
Variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse	59	103

23. PARTICIPATION SANS CONTRÔLE

Lower Mattagami LP (LMLP)

LMLP est une société en commandite fondée par OPG et Amisk-oo-Skow Finance Corporation, une société en propriété exclusive de la Première Nation Moose Cree. Les principales activités de la société en commandite sont l'aménagement, la construction, la propriété, l'exploitation et la maintenance des centrales hydroélectriques le long de la rivière Lower Mattagami, situées en Ontario, y compris les centrales Little Long, Harmon et Kipling. OPG détient une participation d'environ 75 % dans LMLP. OPG consolide les résultats de LMLP dans ses états financiers consolidés et présente la participation de l'autre commandité comme une participation sans contrôle.

PSS Generating Station LP

PSS est une société en commandite fondée par OPG et une société en propriété exclusive de la Nation Taykwa Tagamou. Les principales activités de la société en commandite sont l'aménagement, la construction, la propriété, l'exploitation et la maintenance de la centrale hydroélectrique Peter Sutherland Sr. de 28 MW sur la rivière New Post Creek située en Ontario. OPG détient une participation d'environ 67 % dans PSS. OPG consolide les résultats de PSS dans ses états financiers consolidés et présente la participation de l'autre partenaire comme une participation sans contrôle.

Nanticoke Solar LP

Nanticoke Solar LP (NSLP) est une société en commandite formée d'OPG, d'une société en propriété exclusive de Six Nations of the Grand River Development Corporation et de la Première Nation Mississaugas of the Credit. La société en commandite exploite une centrale solaire de 44 MW située sur l'ancien site de la centrale Nanticoke d'OPG et sur les terrains adjacents situés en Ontario. OPG détient une participation de 80 % dans NSLP. OPG consolide les résultats de NSLP dans ses états financiers consolidés et présente la participation des autres partenaires comme une participation sans contrôle.

Little Falls Hydroelectric Associates, LP

OPG, par l'entremise d'Eagle Creek, détient une participation de 83 % dans Little Falls Hydroelectric Associates, LP. La société en commandite exploite la centrale hydroélectrique Little Falls de 14 MW située dans l'État de New York, aux États-Unis. OPG consolide les résultats de Little Falls Hydroelectric Associates, LP dans ses états financiers consolidés et présente la participation des autres partenaires comme une participation sans contrôle.

24. RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, des frais de recherche et de développement de 48 millions de dollars (116 millions de dollars en 2020) ont été imputés aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.

25. ENTENTE DE RÈGLEMENT ENTRE ATURA POWER ET TC ENERGY

En avril 2020, OPG, par l'entremise d'une filiale en part entière exerçant ses activités sous le nom Atura Power, a acquis de TC Energy Corporation (TC Energy) un portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel à cycle combiné situées en Ontario contre environ 2,8 milliards de dollars, compte tenu des ajustements de clôture habituels. La transaction a été comptabilisée à titre d'acquisition d'actifs, puisque la quasi-totalité de la juste valeur des actifs acquis se concentre dans les centrales. Le portefeuille comprend la centrale Napanee, la centrale Halton Hills et la participation résiduelle de 50 % dans Portlands Energy Centre. Dans le cadre de la clôture de l'acquisition, certaines activités postérieures à la clôture à la centrale Napanee ont été relevées comme étant une obligation de TC Energy. La juste valeur des immobilisations acquises a été comptabilisée dans le bilan consolidé d'OPG reflétant les activités à venir de Napanee GS en supposant la réussite de la décontamination des composantes des centrales.

En mars 2021, après une période de négociation, Atura Power et TC Energy ont conclu une entente de règlement visant une diminution de 220 millions de dollars de la contrepartie d'acquisition en échange du règlement de certaines conditions postérieures à la date de clôture, y compris les obligations de TC Energy à l'égard de certaines activités postérieures à la clôture précédemment relevées à la centrale Napanee. Les produits reçus en vertu de l'entente de règlement ont été comptabilisés à titre de diminution des actifs nets au premier trimestre de 2021, sans incidence immédiate sur l'état des résultats.

26. VENTE DE PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES AUTRES QUE DE BASE

OPG a conclu des ententes de vente des locaux situés au 800, Kipling Avenue à Toronto, en Ontario, et au 2655, Lakeshore Road à Port Hope, en Ontario. Le gain après impôts à la vente prévu qui sera comptabilisé à la clôture des transactions, y compris l'incidence des révisions aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations connexe, est estimé à plus de 140 millions de dollars pour les deux sites, sujets à certaines conditions postérieures à la date de clôture. Les ventes devraient se clôturer au premier semestre de 2022. Au 31 décembre 2021, les actifs étaient détenus dans la catégorie Autres.

Dirigeants et cadres d'OPG



Wendy Kei
Présidente
du conseil
d'administration



Ken Hartwick
Président et chef
de la direction



Shelley Babin
Responsable de
l'éthique et des
services juridiques



Nicolle Butcher
Chef de l'exploitation



Alec Cheng
Vice-président,
contrôleur en
chef et chef de la
comptabilité



Aida Cipolla
Chef des finances
et vice-présidente
principale –
Finances



Heather Ferguson
Vice-présidente
principale,
Développement des
affaires, stratégie et
affaires corporatives



Karen Fritz
Chef de
l'approvisionnement



Chris Ginther
Vice-présidente
principale, Stratégie
d'entreprise
et direction
commerciale



Steve Gregoris
Chef des activités
nucléaires



Mel Hogg
Chef de
l'administration



David Kaposi
Vice-président,
chef des
investissements



Mike Martelli
Chef de projet



Carlton Mathias
Vice-président, Droit,
ESG et secrétaire
exécutif



Dominique Minière
Vice-président
principal,
Stratégie locale et
internationale sur la
nouvelle centrale
nucléaire



Subo Sinnathamby
Premier vice-président,
Réfection des centrales
nucléaires

This annual report is also available
in French on our website
Ce rapport est également publié en
français sur notre site Web
www.opg.com

Ontario Power Generation Inc.

Siège social
700 University Avenue,
Toronto, Ontario M5G 1X6
Téléphone (416) 592-2555 ou (877) 592-2555

© Ontario Power Generation Inc., Juin 2022
Merci de recycler

