



RAPPORT ANNUEL 2020

ONTARIOPOWER
GENERATION

Vers un avenir meilleur

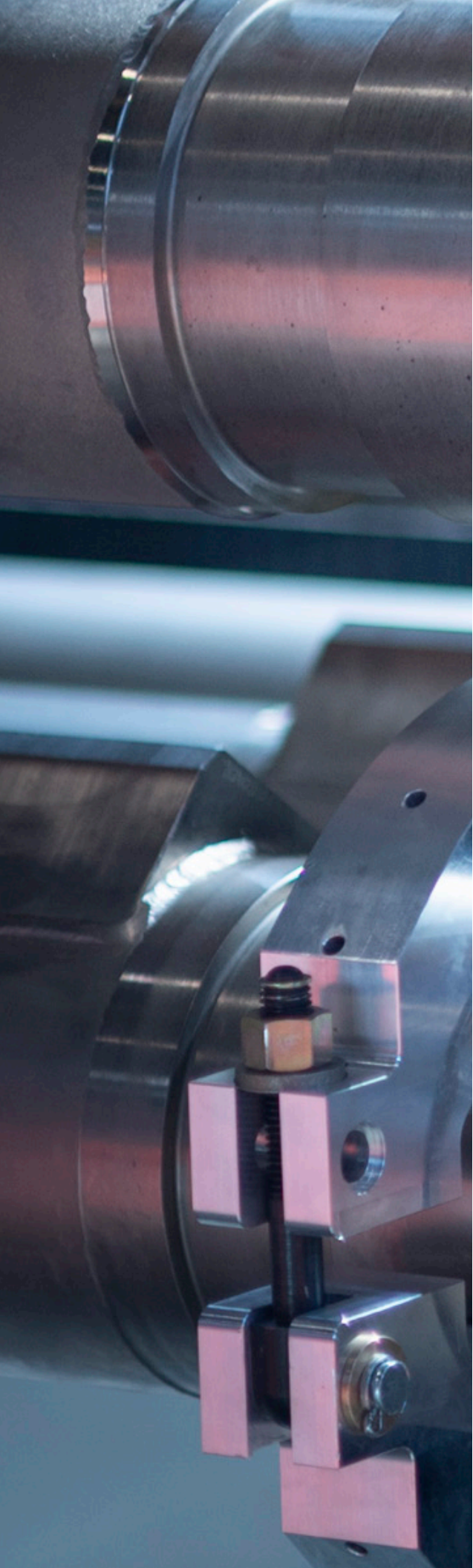


TABLE DES MATIÈRES

Faits saillants financiers 1

Produits et faits saillants de l'exploitation . . 1

Profil de la Société.....3

Rapport annuel d'OPG 2020 5

Notre engagement envers la lutte
contre les changements climatiques 9

Soutenir l'économie de l'Ontario 12

Équité, diversité et inclusivité 13

Leadership, sécurité et
excellence des projets 15

Rapport de gestion.....17

États financiers consolidés..... 112

Notes des états financiers consolidés 118

Dirigeants d'OPG 213

FAITS SAILLANTS FINANCIERS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2020	2019
Produits	7 240	6 022
Charges liées au combustible	777	677
Marge brute	6 463	5 345
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 902	2 788
Amortissement	1 322	1 073
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	1,054	1 019
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(928)	(894)
Impôts fonciers	48	42
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	(11)	(40)
	4 387	3 988
Bénéfice avant autres gains, intérêts et impôts sur les bénéfices	2 076	1 357
Autres pertes (gains)	6	(40)
Intérêts débiteurs, montant net	307	64
Charge d'impôts	387	190
Bénéfice net	1 376	1 143
Production d'électricité (TWh)	82,1	77,8
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 824	2 606

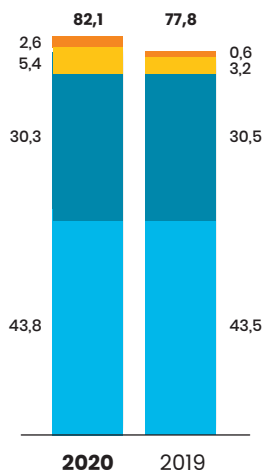
Produits et faits saillants de l'exploitation

Légende

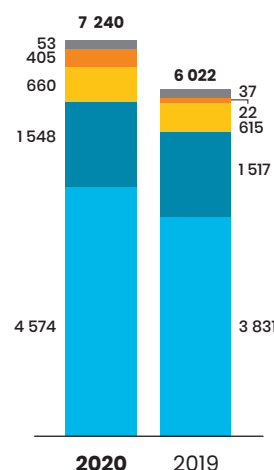
- Production nucléaire réglementée*
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique visée par contrat et autres
- Production au gaz visée par contrat
- Autres

* Reflète l'incidence de la mise hors service de l'unité 3 de la centrale Darlington pendant sa réfection, qui 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.

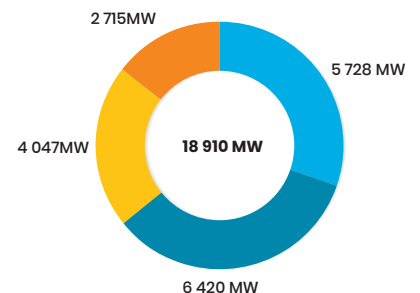
Production d'électricité (TWh)



Produits (en millions de dollars)



Capacité de production en service (MW) 31 déc. 2020



Le portefeuille de
production d'électricité
d'Ontario Power
Generation (OPG) a une
capacité en service de

18 910
mégawatts (MW) :

- Soutenue par des actifs de 62 milliards de dollars
- Plus de 9 200 employés basés sur des sites allant de Kenora à Cornwall
- Chef de file de la production d'isotopes nucléaires, produits pour la première fois à la centrale nucléaire Pickering il y a près de 50 ans
- 95 % de la production en 2020 provenait de sources à faibles émissions de carbone

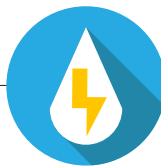
2

centrales
nucléaires



66

centrales
hydroélectriques
réglementées
au Canada



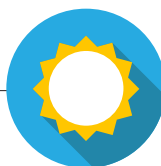
2

centrales
thermiques



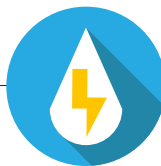
1

centrale
solaire



86

centrales
hydroélectriques
exploitées par
Eagle Creek Renewable
Energy aux États-Unis



4

centrales
alimentées
au gaz naturel
exploitées par
Atura Power





PROFIL DE LA SOCIÉTÉ

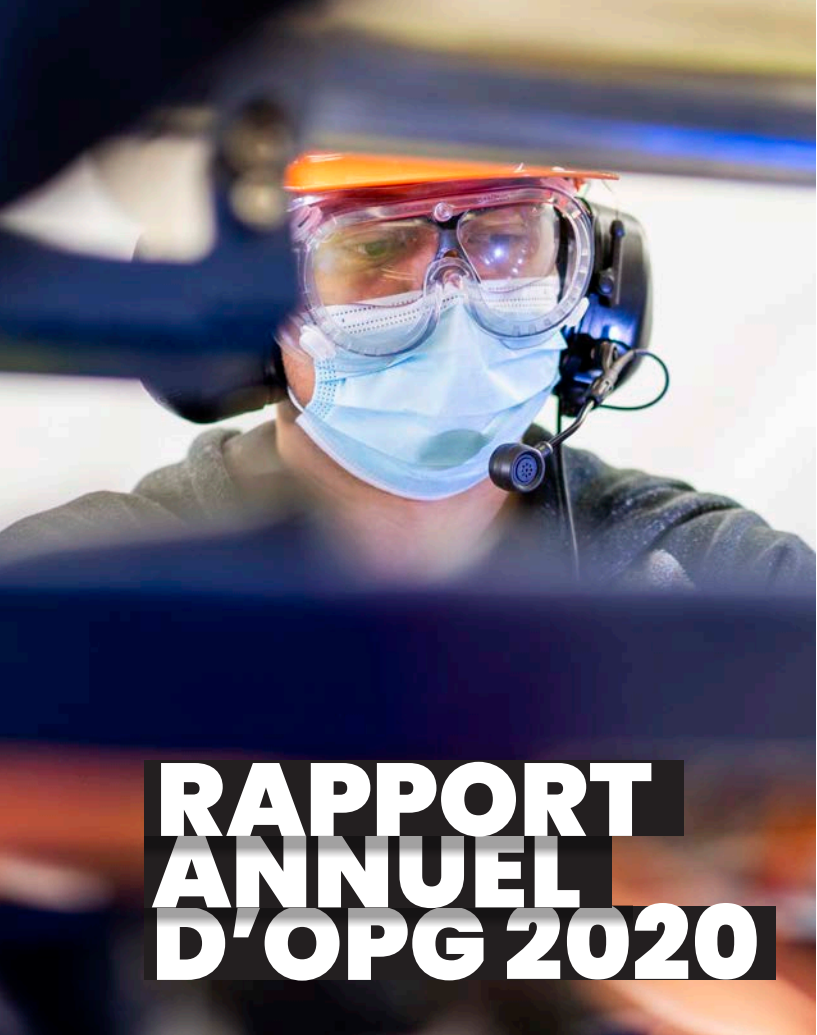
Ontario Power Generation (OPG) est le plus important producteur d'énergie propre de la province et un chef de file des technologies propres. Constituée en vertu de la Loi sur les sociétés par actions (Ontario), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario.

OPG possède l'un des portefeuilles de production les plus diversifiés d'Amérique du Nord. En Ontario, la Société détient et exploite 66 centrales hydroélectriques, deux centrales nucléaires, quatre centrales alimentées au gaz naturel, deux centrales thermiques et une centrale solaire. En outre, OPG détient également

deux centrales nucléaires en Ontario, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P., et sa filiale Eagle Creek Renewable Energy, qui détient et exploite 86 centrales hydroélectriques aux États-Unis. Les quatre centrales alimentées au gaz naturel sont exploitées par notre filiale Atura Power.

Au 31 décembre 2020, OPG avait une capacité en service de 18 910 mégawatts (MW) en Ontario.





RAPPORT ANNUEL D'OPG 2020

Message de la présidente du conseil d'administration et du président d'OPG

En cette année hors du commun qu'a été 2020, OPG a pu compter sur ses employés dévoués et la fiabilité de ses activités pour venir en aide aux Ontariens qui traversent une période difficile, alors que la province était aux prises avec la pandémie mondiale de COVID-19.

Nous avons fait preuve de résilience en misant sur la sécurité afin de fournir l'électricité essentielle aux hôpitaux, aux établissements de santé, aux résidences et aux entreprises de l'Ontario.



Wendy Kei
Présidente
du conseil
d'administration



Ken Hartwick
Président et chef
de la direction

Alors que la pandémie a rapidement bouleversé la vie quotidienne, nos employés et nos activités ont joué un rôle important, bien au-delà de la production d'énergie. Grâce à nos réacteurs nucléaires, nous avons pu fournir le précieux isotope cobalt-60 nécessaire à la stérilisation des appareils médicaux et nous avons fait don de plus de 1,1 million de pièces d'équipement de protection individuelle comme des masques chirurgicaux pour les travailleurs de première ligne. De plus, un montant de



plus de 1,7 million de dollars a été accordé pour appuyer des initiatives essentielles au sein des communautés, notamment des programmes de service alimentaire aux personnes vulnérables à l'échelle de la province, du soutien alimentaire aux communautés autochtones, des ressources en santé mentale et des ressources éducatives en ligne pour les enfants.

La Société a également uni ses forces à celles de ses généreux employés en égalant une partie de leurs dons de bienfaisance. Grâce aux collectes de fonds organisées par les employés et aux cotisations individuelles, un montant total de 2 millions de dollars a été versé à divers organismes de bienfaisance.

Les efforts collectifs des quelque 9 200 employés d'OPG continuent d'aider la province à traverser cette tempête tout en produisant une valeur ajoutée pour les Ontariens grâce à nos résultats d'exploitation et à nos résultats financiers. Au cours de l'exercice, OPG a produit 82,1 térawattheures (TWh) d'énergie, une hausse de 4,3 TWh par rapport à

2019, en plus de dégager un bénéfice net attribuable à l'actionnaire de 1 361 millions de dollars, soit une hausse de 235 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent.

Même si l'apparition de la pandémie a initialement entraîné la suspension de certains projets clés, nous avons mis en œuvre des mesures de sécurité et des précautions, qui sont toujours en vigueur, en vue de relancer plus de 200 projets et initiatives essentielles pour l'entreprise et de les mener à terme. Ces projets d'énergie propre contribueront à la reprise économique de l'Ontario, en plus de répondre à un autre enjeu majeur auquel nous sommes tous confrontés : les changements climatiques.

Vers la fin de l'exercice, OPG a publié son tout premier plan de lutte contre les changements climatiques, qui orientera toutes nos actions, depuis nos activités jusqu'à nos projets et investissements futurs dans les technologies d'énergie propre.

Pour atteindre nos objectifs en matière de changements climatiques ainsi que d'autres principaux objectifs, nous devons essentiellement compter sur nos gens. En outre, nous reconnaissons que pour constituer une main-d'œuvre solide, nous devons favoriser un milieu de travail axé sur l'équité, la diversité et l'inclusivité – des valeurs qui permettent à chacun de travailler en toute sécurité et de réaliser son plein potentiel au quotidien. Sachant qu'il s'agit de questions cruciales pour

l'entreprise, OPG s'est engagée à devenir l'un des meilleurs employeurs sur le plan de la diversité au Canada d'ici 2023 et un chef de file mondial des meilleures pratiques en matière d'équité, de diversité et d'inclusivité d'ici 2030.

Dans le cadre du projet de réfection de la centrale nucléaire Darlington, nous avons terminé les travaux de réfection à l'unité 2 et les travaux de réfection à l'unité 3 sont déjà bien engagés. Ces travaux nous permettront de fournir de l'énergie propre à l'échelle de la province pour des décennies à venir et d'atteindre nos objectifs en matière de changements climatiques.

Dans l'ensemble, notre portefeuille de centrales nucléaires a connu une année florissante. En septembre, l'unité 1 de la centrale Darlington a établi un record mondial d'exploitation continue pour un réacteur nucléaire, qui est demeuré actif pendant plus de trois ans, tandis que l'unité 4 de la centrale Pickering a connu la deuxième plus longue période de production de l'histoire de la centrale, soit 730 jours consécutifs. Ces centrales ont également été reconnues comme deux des centrales nucléaires les plus performantes à l'échelle mondiale par les pairs du secteur, la centrale Pickering ayant reçu le prix d'excellence de l'Institute of Nuclear Power Operations et la centrale Darlington ayant maintenu sa cote d'excellence auprès de l'Association mondiale des exploitants de centrales



nucléaires pour une cinquième période d'examen consécutive.

En 2020, la division Production d'électricité renouvelable a également dégagé un rendement solide, tout en faisant avancer certains projets d'énergie propre dans le cadre du programme de réparation de turbines et de générateurs de 2,5 milliards de dollars, qui vise la réparation ou le remplacement de certaines composantes clés des unités de production d'électricité des centrales hydroélectriques d'OPG dans l'ensemble de la province. Les avantages que procure le programme de réparation aux économies locales et aux communautés autochtones comprennent entre autres des partenariats, des stages et d'autres possibilités d'emploi. Les principales initiatives comprennent également le réaménagement de la centrale hydroélectrique Calabogie dans l'est de l'Ontario, ainsi que le remplacement des unités G1 et G2 de la centrale Sir Adam Beck I. Les équipes de gestion des eaux de la division ont également pu acheminer en toute sécurité

25,7 millions de mètres cubes d'eau pendant la période de crue printanière en Ontario, assurant ainsi la sécurité du public et de l'environnement.

OPG a d'ailleurs évolué en tant qu'entreprise, finalisant l'acquisition d'un portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel à cycle combiné par l'entremise de notre filiale Atura Power. Ces centrales sont essentielles pour assurer la fiabilité du réseau électrique de l'Ontario et contribuent à sécuriser l'avenir de l'énergie propre dans la province en favorisant d'autres sources d'énergie renouvelables plus intermittentes.

Au cours des prochaines années, l'énergie nucléaire, plus précisément les petits réacteurs modulaires, sera essentielle pour atteindre nos objectifs en matière de changements climatiques. C'est pourquoi nous cherchons à accélérer le développement de cette technologie nucléaire propre de prochaine génération et prévoyons accueillir un petit réacteur modulaire couvrant l'ensemble du réseau à la centrale Darlington dès 2028, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires et d'autres approbations. Pour soutenir le cycle complet de l'énergie nucléaire, nous avons inauguré un nouveau centre canadien pour une énergie nucléaire durable à Pickering à l'automne dernier, qui permettra de trouver de nouvelles solutions pour réduire au minimum les sous-produits nucléaires et de mettre au point des processus et des

outils efficaces pour le déclassement des installations nucléaires en fin de vie.

La dernière année a été éprouvante pour tout le monde, c'est pourquoi nous sommes particulièrement fiers d'avoir souligné les réalisations importantes de notre entreprise. Ces réalisations sont le fruit du dévouement exemplaire de nos employés, qui se sont mobilisés pendant une période difficile et qui continuent de faire preuve d'une grande détermination, de générosité et de leadership pour produire de l'électricité pour des millions de clients. Nous remercions tous nos employés pour leur engagement et leur persévérance.

À compter de 2021, nous nous engageons à continuer de répondre aux besoins des clients et des collectivités, tout en veillant à bâtir un avenir plus propre et plus brillant pour tous.

Merci et portez-vous bien.



Wendy Kei
Présidente
du conseil
d'administration



Ken Hartwick
Président et chef
de la direction

Notre engagement envers la lutte contre les changements climatiques

Ayant déjà éliminé les centrales au charbon d'une capacité de production de 9 000 MW en Ontario, OPG est particulièrement bien placée pour devenir un chef de file de la lutte contre les changements climatiques grâce à la composition diversifiée de ses actifs de production, à ses années d'expérience et à une feuille de route marquée par l'innovation et le succès dans ses projets.

Voilà pourquoi nous avons publié un tout premier plan de lutte contre les changements climatiques en 2020, qui présente deux objectifs ambitieux :

- Premièrement, OPG s'engage à devenir une entreprise à zéro émission nette de carbone d'ici 2040 : cet objectif implique la mise en œuvre de réductions et de compensations d'émissions de carbone, et l'investissement dans celles-ci, de manière à parvenir à un équilibre global entre les émissions produites et les

émissions éliminées ou remplacées de l'atmosphère.

- Deuxièmement, OPG s'engage à jouer un rôle de catalyseur pour faciliter le passage des marchés dans lesquels nous exerçons nos activités à des économies à zéro émission nette de carbone d'ici 2050 : cet objectif signifie que nous deviendrons un chef de file de l'innovation énergétique, développant des technologies et solutions propres comme les petits réacteurs nucléaires modulaires.

Notre plan vise à lutter contre les changements climatiques de manière à créer de nouveaux emplois et à favoriser de nouvelles industries qui protègent l'environnement et renforcent notre économie pour la génération d'aujourd'hui et celle de demain.

Bon nombre d'initiatives clés sont déjà en cours.

Petits réacteurs modulaires

Nous poursuivons le développement des petits réacteurs modulaires, qui, selon OPG, contribueront à bâtir un avenir énergétique propre. Les petits réacteurs modulaires offrent les avantages des réacteurs nucléaires classiques, mais sont plus petits en taille et en puissance, plus polyvalents et plus faciles à construire.

L'an dernier, OPG est devenue la première société de services publics au monde à acquérir une participation dans un projet de réacteurs micromodulaires MC, une technologie de petits réacteurs modulaires, au moyen d'une coentreprise avec Global First Power et Ultra Safe Nuclear Corporation. OPG travaille également avec des concepteurs de technologie de petits réacteurs modulaires à l'échelle du réseau en vue de poursuivre les travaux d'ingénierie et de conception qui permettront d'identifier les options en vue d'un futur déploiement. Plus récemment, nous avons annoncé la reprise des activités de planification pour la production d'énergie nucléaire sur le site de la centrale Darlington en vue de l'hébergement d'un petit réacteur modulaire couvrant l'ensemble du réseau dès 2028, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires et d'autres approbations. Le déploiement d'un seul petit réacteur modulaire à l'échelle du réseau en Ontario permettra de remplacer près d'un million de tonnes d'émissions de carbone par année.

Électrification

Notre plan de lutte contre les changements climatiques a pour but de faciliter la transition de deux millions de véhicules électriques vers les routes de l'Ontario au moyen l'électrification. Pour atteindre cet objectif, nous avons travaillé en partenariat avec Hydro One Inc. pour mettre en place le Ivy Charging Network, le plus grand réseau de bornes de recharge rapide pour véhicules électriques de la province, qui vise l'installation de 160 bornes de recharge d'ici la fin 2021. En outre, la Toronto Transit Commission («TTC») a récemment annoncé son intention d'électrifier son parc d'autobus – le plus important projet d'électrification des transports en commun en Amérique du Nord à ce jour. La TTC travaillera avec OPG, par l'intermédiaire d'une filiale, et avec Toronto Hydro à la conception, à la construction, à l'exploitation et à l'entretien de l'infrastructure de recharge qui alimentera le parc d'autobus électriques de la TTC.

Autres initiatives clés en matière de changements climatiques

Parmi les autres initiatives clés qui nous permettront d'atteindre nos objectifs en matière de changements climatiques, citons la mise à niveau et le réaménagement de notre portefeuille de centrales hydroélectriques, l'exploration des possibilités de stockage d'énergie, la recherche de technologies à émissions négatives (pour le captage et la séquestration du carbone) et le soutien continu à la mise en œuvre de solutions naturelles, comme les initiatives de plantation d'arbres et de biodiversité. OPG travaille également au développement de l'hydrogène, avec sa filiale Atura Power, et a récemment déposé une demande d'information sur le marché au sujet de la technologie des électrolyseurs afin de déterminer comment utiliser l'électricité propre de l'Ontario pour produire de l'hydrogène à faible teneur en carbone, un combustible propre qui pourrait être utilisé pour alimenter les véhicules lourds et les industries à fortes émissions de carbone comme les industries de production d'acier et de béton.

Le projet de réfection de la centrale Darlington et la poursuite des activités à la centrale nucléaire Pickering contribueront au maintien d'une production d'énergie à faible empreinte de carbone.

Nous sommes conscients que nos objectifs ne seront pas faciles à atteindre et que la voie à suivre ne sera pas toujours évidente. Une part importante du plan de lutte contre les changements climatiques consiste à nous adapter, s'il y a lieu, aux nouveaux règlements et aux nouvelles technologies au cours des prochaines années, et à faire preuve de transparence quant à nos progrès. Or, en nous appuyant sur ce plan, nous avons la certitude que les solutions disponibles aujourd'hui et à l'avenir nous permettront d'atteindre nos objectifs de la manière la plus durable et la plus économique possible.



Soutenir l'économie de l'Ontario

En tant que plus important producteur d'énergie propre de l'Ontario, OPG est entièrement détenue par la province de l'Ontario et soutenue par des actifs d'environ 62 milliards de dollars. En outre, le prix de notre énergie est trois fois moins élevé que le prix moyen payé aux autres producteurs de la province. Nous sommes fiers des efforts que nous déployons pour faire baisser les prix de l'électricité afin de préserver et d'attirer les entreprises en Ontario.

Nos projets de réaménagement, de mise à niveau et de réfection continuent d'injecter des millions de dollars dans l'économie de l'Ontario et seront essentiels aux activités et à la croissance d'OPG.

L'an dernier, nos activités ont dégagé un bénéfice net attribuable à l'actionnaire, la province de l'Ontario, de 1 361 millions de dollars, et au cours des cinq dernières années, nous avons remis à la Province environ 5 milliards de dollars en bénéfice net, ce qui procure des avantages à la population ontarienne et soutient les programmes et services essentiels.

OPG compte plus de 9 200 employés compétents et dévoués et en emploie des milliers d'autres dans toute la province et ailleurs grâce aux projets d'énergie propre et aux chaînes d'approvisionnement. Nous consacrons près de 3 milliards de dollars par année à l'exploitation et à l'entretien du portefeuille de centrales et de l'entreprise, et nous investissons près de 2 milliards de dollars par année dans nos installations et nos actifs. Pour financer certaines de nos initiatives en matière d'énergie propre, OPG a recours à des obligations vertes, dont nous sommes devenus le plus important émetteur au Canada en 2020.

Par nos investissements et nos activités, nous achetons des biens et des services auprès de quelque 2 000 fournisseurs actifs et nous sommes fiers d'être un fervent défenseur des entreprises locales. OPG entretient également de solides relations de travail avec des partenaires et des fournisseurs autochtones, ce qui nous permet de créer des emplois et d'offrir de la formation au sein des communautés locales.

Équité, diversité et inclusivité

OPG est d'avis que l'équité, la diversité et l'inclusivité sont des enjeux importants pour l'entreprise, qui mènent à de meilleures discussions, de meilleures décisions et de meilleurs résultats. Qui plus est, nous savons que l'équité, la diversité et l'inclusivité sont au cœur des cultures organisationnelles dans lesquelles chacun peut travailler en toute sécurité et réaliser son plein potentiel chaque jour.

En 2020, OPG a accéléré les efforts afin d'être une entreprise équitable, diversifiée et inclusive. En interne, OPG s'efforce d'éliminer les obstacles systémiques en offrant de la formation, en révisant ses politiques et en adaptant ses pratiques commerciales, notamment les processus d'embauche et d'avancement. En externe, OPG a cofondé l'initiative Nuclear Against Racism, qui vise à lutter contre le racisme dans le secteur, a signé l'engagement des chefs d'entreprise de l'initiative BlackNorth contre le racisme et a collaboré avec la Black Business and Professional Association afin d'octroyer

des bourses aux étudiants Noirs de programmes de sciences, de technologies, d'ingénierie et de mathématiques. OPG s'est également associée à Centraide dans la région du Grand Toronto en vue de soutenir son nouveau Black, Indigenous, People of Colour Equity Fund. La création de milieux de travail équitables, diversifiés et inclusifs exige que nous prenions des engagements sur le plan tant individuel qu'organisationnel, et nous poursuivrons ces efforts importants pour améliorer les lieux de travail et les collectivités.

La Société s'est engagée à adopter des pratiques d'équité en matière d'emploi de manière proactive afin d'accroître la représentation des femmes, des Autochtones, des personnes racisées et des personnes handicapées, quatre groupes désignés selon la Loi sur l'équité en matière d'emploi (Canada).

Nous avons pris des mesures afin d'améliorer la représentation de la diversité à l'échelle de l'organisation. En 2019, nous sommes notamment





devenus membre du groupe 30 % Club Canada, une campagne qui vise à ce que 30 % des postes au sein des conseils d'administration et de haute la direction des entreprises canadiennes soient occupés par des femmes d'ici 2022. À la fin de 2020, chez OPG, plus de 30 % des

postes de haute direction et la moitié des postes au conseil d'administration étaient occupés par des femmes. Les femmes représentaient environ 22 % de notre effectif total, ce qui se rapproche de notre disponibilité sur le marché du travail.

Leadership, sécurité et excellence des projets

Dans tout ce qu'elle entreprend, OPG cherche à être un chef de file du secteur de l'énergie.

En 2020 dans le secteur, nous avons continué d'afficher une performance de premier plan en matière de sécurité dans le cadre de nos activités, les principales mesures de la performance, à savoir le taux de blessures graves et la fréquence des blessures consignées, ayant dégagé de meilleurs résultats qu'en 2019. En 2020, nous avons reçu le Prix d'excellence du président de l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ), qui reconnaît notre solide culture de sécurité et nous place en tête du classement pour la performance en matière de sécurité par rapport à celle d'entreprises comparables.

Notre rôle de chef de file en matière d'innovation dans le secteur de l'énergie propre et notre partenariat avec des collectivités autochtones ont également été reconnus par l'ACÉ, qui nous a décerné le prix Électricité durable pour le projet de microréseau en partenariat avec



Kiashke Zaaging Anishinaabek, également connue sous le nom de Première Nation de Gull Bay. Ce projet constitue le tout premier microréseau entièrement intégré utilisant des panneaux solaires et des batteries de stockage à être bâti sur une réserve au Canada, et permettra de réduire l'utilisation du diesel.

Nous sommes également fiers de figurer pour une septième année consécutive parmi les 50 meilleures entreprises citoyennes au Canada selon Corporate Knights.

En 2020, OPG a continué à faire preuve de leadership en ce qui concerne l'excellence des projets et l'excellence opérationnelle. Nous avons réalisé d'importants progrès dans le cadre du projet de réfection de la centrale Darlington, les travaux de réfection de l'unité 2 étant terminés et les travaux de réfection à l'unité 3 ayant débuté. Nous avons également fait avancer certains autres projets clés, notamment le réaménagement de la centrale hydroélectrique Calabogie, le projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long et d'autres améliorations le long de la rivière Lower Mattagami, ainsi que le remplacement de deux anciennes unités de la centrale hydroélectrique Sir Adam Beck I à Niagara Falls. Parallèlement, les centrales Darlington et Pickering ont continué d'établir de nouvelles références en matière de performance opérationnelle, de sécurité et de fiabilité.

Dans le cadre de nos activités, nous cherchons constamment à réaliser des gains d'efficacité et des économies en tirant parti des nouvelles technologies et des innovations. L'an dernier, nous avons déployé des robots de haute technologie agiles ainsi que des drones pilotés à distance pour mener des inspections sur nos sites, et nous avons utilisé de nouveaux outils et de nouvelles techniques pour les pannes et les projets de réfection.

Grâce à l'innovation, à l'investissement continu dans nos actifs, ainsi qu'au dévouement et à l'ingéniosité de nos employés, OPG est convaincue que nous continuerons à montrer la voie en contribuant à un avenir meilleur en Ontario.

RAPPORT ANNUEL 2020



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	38
Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable	54
Secteurs d'activité.....	68
Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité.....	69
Production nucléaire réglementée	69
Gestion des déchets nucléaires réglementée	71
Production hydroélectrique réglementée	72
Production hydroélectrique visée par contrat et autre	73
Production au gaz visée par contrat.....	74
Situation de trésorerie et sources de financement.....	75
Faits saillants du bilan.....	79
Méthodes et estimations comptables critiques	80
Gestion des risques	93
Opérations entre parties liées.....	112
Contrôle interne à l'égard de l'information financière et contrôles de communication de l'information	114
Quatrième trimestre	115
Faits saillants financiers trimestriels	118
Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR.....	120

États financiers consolidés

Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière	124
Rapport de l'auditeur indépendant.....	125
États financiers consolidés	128
Notes afférentes aux états financiers consolidés.....	134

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 2020 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 11 mars 2021.

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 bénéfices, 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, 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 :

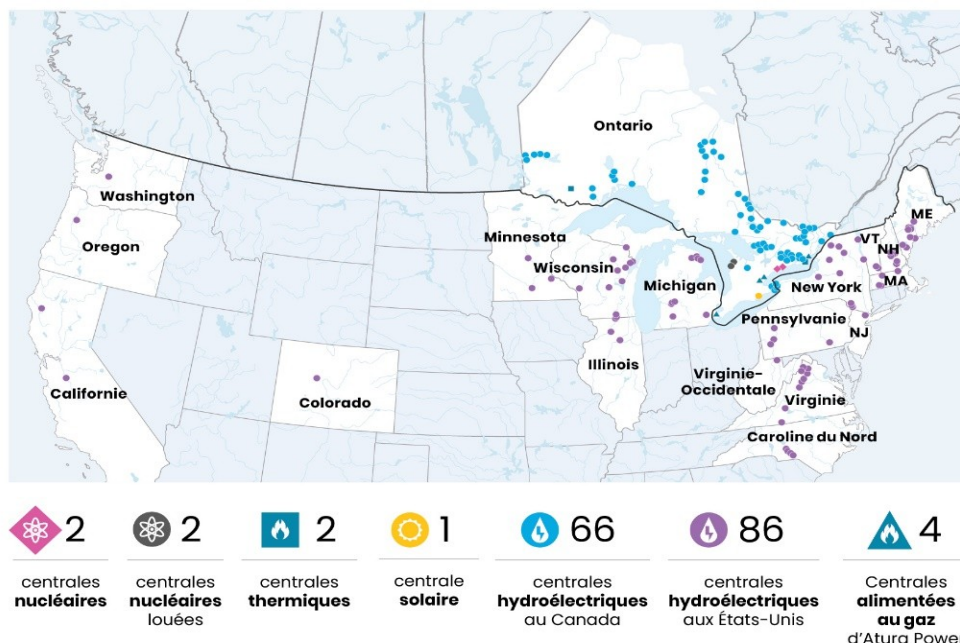
- Rendement des capitaux propres à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu
- Coût total de la production de l'entreprise par MWh
- Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement
- Marge brute

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 2020, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 18 910 mégawatts (« MW »).

Au 31 décembre 2020, OPG détenait et exploitait 2 centrales nucléaires, 66 centrales hydroélectriques, 2 centrales thermiques, 1 centrale solaire et 4 centrales alimentées au gaz naturel à cycle combiné en Ontario, au Canada. Les centrales alimentées au gaz naturel à cycle combiné sont détenues et exploitées par l'entremise d'Atura Power, filiale en propriété exclusive de la Société. Également, par l'entremise 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, 86 centrales hydroélectriques et détenait des participations minoritaires dans 14 centrales hydroélectriques et 2 centrales solaires aux États-Unis au 31 décembre 2020. De plus, OPG possède 2 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 aux clients et à l'actionnaire. Les quatre objectifs d'affaires 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'égalité, la diversité et l'inclusion en milieu de travail.



Structure de présentation

Au 31 décembre 2020, OPG se composait des secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique visée par contrat et autre
- Production au gaz visée par contrat

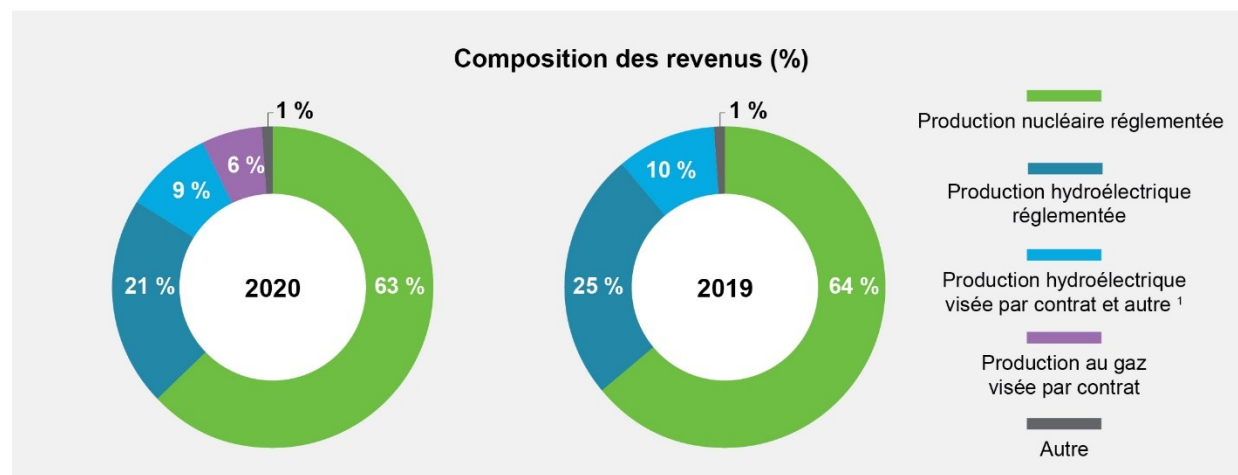
OPG obtient des tarifs réglementés pour l'électricité produite par la majorité de ses centrales hydroélectriques en Ontario et la totalité des installations nucléaires qu'elle exploite (collectivement, les installations visées par un règlement ou installations réglementées). Les installations réglementées 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 Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée. Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée d'OPG 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 déclassement 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 deuxième trimestre de 2020, OPG a créé un nouveau secteur d'activité isolable, soit Production au gaz visée par contrat, afin de décrire les résultats d'exploitation liés à son portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel à cycle combiné en Ontario. Ces centrales sont exploitées par l'entremise d'Atura Power. 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 tandis que la participation restante de 50 % dans la centrale Brighton Beach a été acquise en août 2019. 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. Outre ce changement, au deuxième trimestre de 2020, le secteur Production visée par contrat et autre a été renommé Production hydroélectrique visée par contrat et autre. De plus amples renseignements sur l'acquisition de centrales alimentées au gaz naturel le 29 avril 2020 se trouvent à la rubrique *Faits nouveaux importants* sous *Vigueur financière*.

Les centrales non réglementées d'OPG présentées dans le secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre comprennent 12 centrales hydroélectriques, 2 centrales thermiques et 1 centrale solaire situées en Ontario, qui sont exploitées en vertu de CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme, et 86 centrales hydroélectriques, détenues et exploitées en propriété exclusive ou en copropriété, situées aux États-Unis.

Les informations comparatives relatives aux résultats d'exploitation et aux statistiques des participations d'OPG dans la centrale Portlands Energy Centre et la centrale Brighton Beach présentées avant le deuxième trimestre de 2020 dans le secteur Production visée par contrat et autre ont été reclassées afin de les rendre conformes à la présentation actuelle du secteur.

La composition des revenus tirés par OPG de ses activités à tarifs réglementés et non réglementés s'établissait 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)	2020	2019
Production nucléaire réglementée	5 728	5 728
Production hydroélectrique réglementée	6 420	6 420
Production hydroélectrique visée par contrat et autre ¹	4 047	4 034
Production au gaz visée par contrat ¹	2 715	835
Total	18 910	17 017

¹ 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 2020, la capacité totale de production en service avait augmenté de 1 893 MW par rapport à celle de 2019. L'augmentation découle essentiellement de l'acquisition en avril 2020 d'un portefeuille de centrales alimentées au gaz à cycle combiné en Ontario.

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 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 2019 au 31 décembre 2021 en vigueur à la date du présent rapport de gestion.

(\$/MWh)	2019	2020	2021
Production nucléaire réglementée			
Tarif réglementé de base ¹	77,00	85,00	89,70
Avenant visant le recouvrement du manque à gagner pour la période intermédiaire ²	7,71	5,64	-
Avenants tarifaires sur les comptes de report et d'écarts ³	4,99	4,32	6,13
Total du tarif réglementé	89,70	94,96	95,83
Production hydroélectrique réglementée			
Tarif réglementé de base	42,51	43,15	43,88
Avenant visant le recouvrement du manque à gagner pour la période intermédiaire ²	0,35	0,24	-
Avenants tarifaires sur les comptes de report et d'écarts ³	2,60	2,26	2,05
Total du tarif réglementé	45,46	45,65	45,93

¹ Les tarifs réglementés de base 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 réglementés de base 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 réglementés de base approuvés et en vigueur le 1^{er} juin 2017 et les tarifs réglementés de base 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. La CEO a déterminé qu'aucun mécanisme d'ajustement ne serait mis en œuvre pour les écarts de recouvrement du manque à gagner pour la période intermédiaire découlant des écarts entre les prévisions de production d'électricité ayant servi à établir les avenants tarifaires et la production d'électricité réelle sur la base de laquelle les avenants tarifaires sont recouverts.

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

Les tarifs de base réglementés en vigueur depuis le 1^{er} juin 2017 ont été établis conformément à l'ordonnance du montant des paiements de la CEO de mars 2018, selon une méthode de tarification incitative pour les centrales hydroélectriques et un cadre de réglementation incitative adapté pour les centrales nucléaires. L'ordonnance du montant des paiements tient compte des observations contenues dans la décision de la CEO publiée en décembre 2017 sur la demande de tarifs réglementés d'OPG pour la période de 2017 à 2021.

Tarifs de base réglementés de l'hydroélectricité

Les tarifs de base réglementés applicables aux centrales hydroélectriques réglementées en vigueur sont fixés 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 décembre 2020, la CEO a approuvé l'ajustement annuel de la formule dans le but d'accroître le tarif de base réglementé pour les centrales hydroélectriques réglementées, pour le faire passer à 43,88 \$/MWh à compter du 1^{er} janvier 2021, comme l'avait proposé OPG. En novembre 2020, la Province a modifié le *Règlement de l'Ontario 53/05* de manière à fixer le tarif de base réglementé des centrales hydroélectriques d'OPG pour la période du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2026 afin qu'il corresponde au tarif de base réglementé de l'hydroélectricité de 2021.

Tarifs de base réglementés des centrales nucléaires

Les tarifs de base réglementés des centrales nucléaires réglementées pour la période du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2021 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, dans le but de stabiliser les variations de l'ensemble des tarifs réglementés pondérés par la production d'OPG sur douze 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 allant de 2017 à 2021 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 102 millions de dollars des besoins en revenus pour la production nucléaire approuvés a été reporté en 2019 dans le compte de report lié au nivellement des tarifs, et un montant de 391 millions de dollars a été reporté en 2020, ce qui a permis de réduire les tarifs d'électricité facturés aux clients pour la période. La CEO a déterminé qu'aucun montant des besoins en revenus pour la production nucléaire ne serait reporté pour 2021. 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.

En décembre 2020, OPG a déposé une demande visant une période de cinq ans auprès de la CEO pour de nouveaux tarifs réglementés visant la production de ses centrales nucléaires, fixés selon un cadre de réglementation incitative adapté conformément aux observations énoncées dans la décision de la CEO sur la demande relative aux tarifs réglementés pour la période de 2017 à 2021 d'OPG, avec prise d'effet proposée le 1^{er} janvier 2022. Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, la demande propose que les tarifs de base réglementés pour la production des centrales nucléaires incorporent une proposition de nivellement des tarifs afin de continuer à reporter une partie des besoins en revenus en vue d'un recouvrement futur dans le compte de report lié au nivellement des tarifs. La proposition de nivellement des tarifs vise à garantir que les tarifs réglementés applicables à la production des centrales nucléaires

permettront de disposer de suffisamment de flux de trésorerie pour permettre à la Société de combler ses besoins de liquidités et d'avoir accès à du financement avantageux tout en tenant compte des répercussions à court terme et futures sur les clients. La CEO a traité la demande d'OPG et l'instance publique est en cours.

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 sont établis conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*. Les revenus tirés du recouvrement 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 publiées en février 2019 relatives à la demande de reprise du compte de report et d'écarts d'août 2018 d'OPG. La demande d'OPG déposée en décembre 2020 concernant les demandes de nouveaux tarifs réglementés, notamment une demande de nouveaux avenants tarifaires, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2022, vise à recouvrer ou à rembourser les soldes au 31 décembre 2019 de la majorité des comptes réglementaires de la Société, diminués des montants approuvés antérieurement aux fins de recouvrement ou de remboursement au moyen d'avenants tarifaires, en vigueur au 31 décembre 2021. La demande porte également sur le maintien de tous les comptes de report et d'écarts applicables existants.

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 2020, 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 Lennox	Pétrole ou gaz naturel	10 ans	Septembre 2022
Centrale Atikokan	Biomasse	10 ans	Juillet 2024
Centrale Brighton Beach	Gaz naturel	20 ans	Juillet 2024
Portlands Energy Centre ¹	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 ²	Hydroélectrique	50 ans	Janvier 2064
Centrale Peter Sutherland Sr.	Hydroélectrique	50 ans	Mars 2067

¹ 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.

² 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 2021 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 2020 et 2019. 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>	2020	2019
Revenus	7 240	6 022
Charges liées au combustible	777	677
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 902	2 788
Dotation aux amortissements	1 322	1 073
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	1 054	1 019
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(928)	(894)
Autres charges (revenus), montant net	43	(38)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	2 070	1 397
Intérêts débiteurs, montant net	307	64
Charge d'impôts	387	190
Bénéfice net	1 376	1 143
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 361	1 126
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle ¹	15	17
Production d'électricité (TWh) ²	82,1	77,8
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 824	2 606
Dépenses d'investissement ³	1 824	1 991
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices par secteur d'activité		
Production nucléaire réglementée	1 094	632
Production hydroélectrique réglementée	660	619
Production hydroélectrique visée par contrat et autre	199	220
Production au gaz visée par contrat	197	51
Total des secteurs d'activité de production d'électricité	2 150	1 522
Gestion des déchets nucléaires réglementée	(113)	(113)
Divers	33	(12)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	2 070	1 397
Total de la production de l'entreprise par MWh (\$/MWh) ⁴	50,56	50,82
RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu (%) ⁴	9,0	8,2

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 Comprennent les variations nettes des montants à payer, mais excluent les acquisitions d'un portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel le 29 avril 2020 et de la participation résiduelle de 50 % dans la centrale Brighton Beach le 30 août 2019.

⁴ Le coût total de la production de l'entreprise par MWh et le RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu sont des mesures financières non conformes aux PCGR qui ne sont pas définies par les PCGR des États-Unis. Pour d'autres renseignements 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 1 361 millions de dollars pour 2020, en hausse de 235 millions de dollars par rapport à celui de 2019. Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices (« BAIL ») a été de 2 070 millions de dollars pour 2020, soit une hausse de 673 millions de dollars par rapport à celui de 2019.

Principaux facteurs qui ont entraîné la hausse du BAIL :

- Des augmentations des revenus provenant du secteur Production nucléaire réglementée de 357 millions de dollars en raison de la hausse des tarifs de base réglementés à l'égard de la production d'électricité nucléaire d'OPG, de 289 millions de dollars découlant de la hausse des montants comptabilisés dans un compte de report lié au nivellement des tarifs en vertu de l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 de la CEO et de 92 millions de dollars par suite du recouvrement de l'avenant visant le recouvrement du manque à gagner pour la période intermédiaire liée aux revenus déficitaires pour la période du 1^{er} juin 2017 au 28 février 2018. Les hausses des tarifs de base réglementés et des reports liés au nivellement des tarifs comprenaient une hausse du tarif de base afin de permettre à OPG de recouvrer les montants investis dans le projet de réfection de la centrale Darlington.
- La hausse du BAIL de 146 millions de dollars dans le secteur Production au gaz visée par contrat découle surtout de l'acquisition d'un portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel en Ontario le 29 avril 2020.

Principaux facteurs qui ont entraîné la diminution du BAIL :

- Une augmentation de 182 millions de dollars de la dotation aux amortissements du secteur Production nucléaire réglementée, à l'exclusion de la charge d'amortissement liée au recouvrement des soldes des comptes réglementaires, principalement en raison de l'amortissement des dépenses d'investissement au moment de la mise en service de l'unité 2 de la centrale Darlington après sa réfection et de la mise en service d'autres nouveaux actifs, et de la hausse de la dotation aux amortissements comptabilisée à titre de montant remboursable aux clients au moyen des comptes réglementaires.
- Une hausse prévue des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 136 millions de dollars dans le secteur Production nucléaire réglementée, principalement en raison de l'augmentation des dépenses liées au projet afin de répondre aux engagements réglementaires pour soutenir les activités courantes de la centrale Pickering jusqu'aux dates de fin de vie prévues et du projet de réfection de la centrale Darlington.

Les intérêts débiteurs, montant net, ont augmenté de 243 millions de dollars en 2020, comparativement à ceux de 2019. L'augmentation s'explique surtout par la baisse des frais d'intérêts capitalisés pour le projet de réfection de la centrale Darlington en raison de la remise en service de l'unité 2 de la centrale Darlington, de la hausse des montants d'intérêts comptabilisés à titre de montants remboursables aux clients au moyen des comptes réglementaires et des frais d'intérêts découlant de l'émission nette et de la reprise de dette.

La charge d'impôts pour 2020 a augmenté de 197 millions de dollars par rapport à 2019. L'augmentation s'explique principalement par l'incidence d'une hausse du bénéfice avant impôts et une baisse de la charge d'impôts reportée dans les actifs réglementaires.

Production d'électricité

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

(en TWh)	2020	2019
Production nucléaire réglementée	43,8	43,5
Production hydroélectrique réglementée	30,3	30,5
Production hydroélectrique visée par contrat et autre ¹	5,4	3,2
Production au gaz visée par contrat ¹	2,6	0,6
Total de la production d'électricité d'OPG	82,1	77,8

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.

Le total de la production d'électricité d'OPG a augmenté de 4,3 TWh en 2020 en raison de la hausse de la production d'électricité des secteurs Production hydroélectrique visée par contrat et autre et Production au gaz visée par contrat.

En 2020, la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée a augmenté de 0,3 TWh par rapport à celle de 2019. Cette hausse découle surtout de la production d'électricité de l'unité 2 de la centrale Darlington après sa remise en service le 4 juin 2020 et de la réduction du nombre de jours d'interruption planifiée et non planifiée à la centrale Darlington. Compte tenu du report de la réalisation des activités de réfection et de l'interruption planifiée immédiatement avant de l'unité 3 de la centrale Darlington, la remise en service de l'unité 2 a fait en sorte que les quatre unités ont produit de l'électricité au cours de la période du 4 juin 2020 au 30 juillet 2020 pour la première fois depuis qu'a été entrepris le projet de réfection de la centrale Darlington en 2016. L'unité 3 a été mise à l'arrêt le 30 juillet 2020 en raison d'une interruption planifiée, et l'exécution des travaux de réfection a commencé immédiatement après, soit le 3 septembre 2020. La hausse de la production d'électricité de la centrale Darlington a été contrebalancée en grande partie par un nombre plus élevé de jours d'interruption planifiée attribuable au calendrier de maintenance cyclique à la centrale Pickering.

La baisse de 0,2 TWh de la production d'électricité du secteur Production hydroélectrique réglementée en 2020 résulte essentiellement de la baisse de la demande d'électricité en Ontario.

La production d'électricité du secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre a augmenté de 2,2 TWh en 2020, en raison surtout de la production d'électricité pour un exercice complet des centrales hydroélectriques aux États-Unis acquises au quatrième trimestre de 2019.

La production d'électricité du secteur Production au gaz visée par contrat et autre a augmenté de 2,0 TWh en 2020, en raison surtout de la production d'électricité du portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel acquis le 29 avril 2020.

En 2020, la demande d'électricité en Ontario, comme elle a été présentée par la SIERE, s'est établie à 132,2 TWh, comparativement à 135,1 TWh en 2019, à l'exclusion des exportations d'électricité à l'extérieur de la province. La SIERE a attribué la plus grande part de la diminution de la demande sur douze mois à l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur la consommation d'électricité.

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 plus élevée en 2020 par rapport à celle de 2019. La production perdue aux centrales hydroélectriques à tarifs réglementés d'OPG en raison d'une production excédentaire a été de 4,3 TWh en 2020 et de 3,3 TWh en 2019. 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 2 824 millions de dollars en 2020, contre 2 606 millions de dollars en 2019. L'augmentation découle surtout de la hausse des revenus du secteur Production nucléaire réglementée, ce qui reflète une hausse des tarifs de base réglementés approuvés par la CEO pour la production d'électricité nucléaire d'OPG, et des entrées nettes de trésorerie tirées des activités des centrales alimentées au gaz naturel acquises en avril 2020, le tout contrebalancé en partie par une diminution des avenants tarifaires en vigueur en 2020 sur la production réglementée, une hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et une hausse des achats de combustible du secteur Production nucléaire réglementée, et une augmentation des dépenses liées aux activités d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires.

Dépenses d'investissement

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2020	2019
Production nucléaire réglementée – projet de réfection de la centrale Darlington	782	1 151
Production nucléaire réglementée – compte non tenu du projet de réfection de la centrale Darlington	423	430
Production hydroélectrique réglementée	289	204
Production hydroélectrique visée par contrat et autre	179	129
Production au gaz visée par contrat	9	-
Autres	142	77
Total des dépenses d'investissement ¹	1 824	1 991

¹ Comprend les variations nettes des montants à payer, mais exclut l'acquisition du portefeuille d'actifs alimentés au gaz naturel le 29 avril 2020 et de la participation résiduelle de 50 % dans la centrale Brighton Beach le 30 août 2019.

En 2020, le total des dépenses d'investissement a diminué de 167 millions de dollars par rapport à 2019. La diminution est surtout attribuable à la baisse des dépenses à l'égard du projet de réfection de la centrale Darlington, en partie contrebalancée par une hausse des dépenses du secteur Production hydroélectrique réglementée, du secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre et de la catégorie Autres.

La diminution de 369 millions de dollars des dépenses d'investissement pour le projet de réfection de la centrale Darlington découle essentiellement de l'achèvement des travaux de réfection de l'unité 2 de la centrale Darlington au deuxième trimestre de 2020, contrebalancée en partie par les dépenses liées aux activités préalables aux travaux et aux travaux de réfection de l'unité 3 de la centrale Darlington.

L'augmentation de 85 millions de dollars des dépenses d'investissement dans le secteur Production hydroélectrique réglementée reflète principalement les dépenses relatives au projet de remplacement des unités G1 et G2 de la centrale Sir Adam Beck I, au réaménagement de la centrale Calabogie et aux programmes liés aux travaux d'entretien des actifs prévus, le tout compensé en partie par la diminution des dépenses liées à la centrale Ranney Falls et l'incidence du report et de la suspension temporaires de certaines activités des projets sur les sites en réponse à la pandémie de COVID-19 durant le deuxième trimestre de 2020.

L'augmentation des dépenses d'investissement de 50 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, dont les travaux ont été entrepris au quatrième trimestre de 2019, largement contrebalancée par une baisse des dépenses en raison de l'achèvement de la centrale solaire Nanticoke et de l'acquisition de la centrale hydroélectrique Little Quinnesec en 2019.

Dans la catégorie Autres, les dépenses d'investissement ont augmenté de 65 millions de dollars en 2020, par rapport à celles de 2019, du fait surtout des investissements prévus dans les systèmes informatiques dans le cadre de la stratégie numérique d'OPG.

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

Rendement des capitaux propres à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu

Le rendement des capitaux propres (« RCP ») à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu est un indicateur de la conformité du rendement d'OPG à la stratégie de la Société d'offrir de la valeur à l'actionnaire. Le RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu est mesuré sur une période de douze mois. Le RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu de l'exercice clos le 31 décembre 2020 s'est établi à 9,0 %, contre 8,2 % en 2019. L'augmentation du RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu découle surtout de l'accroissement des revenus du secteur Production nucléaire réglementée en 2020 et de la hausse des bénéfices du secteur Production au gaz visée par contrat pour la période correspondante attribuable à l'acquisition d'un portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel en avril 2020, facteurs partiellement contrebalancés par la hausse des intérêts débiteurs, montant net, et par l'augmentation de la charge d'impôt en 2020.

Coût total de la production de l'entreprise par MWh

Le coût total de la production de l'entreprise par MWh s'est établi à 50,56 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, contre 50,82 \$ en 2019. Le coût total de la production de l'entreprise par MWh en 2020 a été comparable à celui de 2019, l'incidence de la hausse de la production d'électricité des centrales en Ontario, déduction faite d'une hausse des charges liées au combustible, étant largement contrebalancée par une hausse des dépenses d'investissement de maintien visant à soutenir la stratégie numérique d'OPG et engagées dans le cadre des programmes de travaux d'entretien des centrales hydroélectriques réglementées.

FAITS NOUVEAUX IMPORTANTS

Réponse à la pandémie de COVID-19

OPG a continué de suivre l'évolution de la pandémie de la COVID-19, maladie causée par une nouvelle souche de coronavirus, à l'échelle mondiale, et de prendre des mesures pour protéger la santé et la sécurité de ses employés, partenaires et collectivités contre sa propagation. Même si les activités de base d'OPG n'ont pas été fondamentalement touchées par la pandémie, la Société a gardé son attention sur l'atténuation des risques que pose la COVID-19 pour ses employés, les collectivités et les activités essentielles, et l'assurance que ses centrales puissent fournir sans interruption de l'électricité de façon sécuritaire et fiable et que les projets importants soient réalisés efficacement.

En s'appuyant sur ses plans de préparation, OPG a mis en place des mesures accrues de sécurité à l'échelle de l'entreprise depuis l'apparition de la pandémie au début de 2020. Parmi ces mesures, notons la distanciation physique, l'utilisation requise de matériel de protection individuelle, des tests antigènes rapides de la COVID-19 dans le cadre du programme de dépistage en milieu de travail, des protocoles d'accueil des fournisseurs, le nettoyage et la décontamination accrues, la réduction du nombre de personnes pouvant se trouver sur certains sites et le recours au télétravail pour les employés qui ne sont pas directement engagés dans l'exploitation des centrales. Depuis mars 2020 et jusqu'au plus fort de l'apparition de la pandémie au deuxième trimestre de 2020, OPG a également reporté l'exécution des travaux de réfection et l'interruption planifiée immédiatement avant de l'unité 3 de la centrale Darlington ainsi que la suspension ou le report temporaires des activités sur les sites relatives à d'autres projets. Le report de l'exécution des travaux de réfection et de l'interruption planifiée immédiatement avant de l'unité 3 a permis à OPG de limiter le nombre de personnes présentes à la centrale, tout en menant à terme la réfection de l'unité 2 et en optimisant les protocoles en matière d'exploitation et de santé de la centrale en réponse à la pandémie. Pour répondre aux besoins

partout dans la province, OPG a également fait don d'un million de masques chirurgicaux, de 75 000 masques N95 et de 17 500 combinaisons protectrices TYVEK, et a soutenu la production de masques protecteurs des travailleurs de la santé en première ligne à l'aide des capacités de l'impression en trois dimensions. À la fin du deuxième trimestre de 2020, compte tenu des mesures de sécurité accrues en place, OPG a repris de manière sécuritaire les activités suspendues des projets sur les sites, notamment les travaux préalables dans le cadre de la réfection de l'unité 3 de la centrale Darlington.

La Société continue d'examiner les stratégies d'exploitation et les mesures d'urgence afin de s'assurer du maintien de la sécurité et de la réalisation efficace des activités durant la pandémie. Cet examen porte notamment sur une surveillance étroite des lignes directrices de la sécurité publique et l'examen continu des mesures de sécurité à mesure que de nouvelles informations sont disponibles. De plus, OPG continue de surveiller l'incidence de la pandémie sur la main-d'œuvre, les fournisseurs essentiels et la chaîne d'approvisionnement de la Société, sur les politiques et les mesures réglementaires adoptées par les gouvernements et l'économie en général, y compris la demande d'électricité, les tarifs d'électricité offerts sur les marchés et la conjoncture des marchés des capitaux.

Les mesures prises par OPG en réponse à la pandémie ont donné lieu à une production d'électricité et des revenus plus élevés que prévu pour l'exercice 2020 en raison du report de la réalisation des activités de réfection et de l'interruption planifiée immédiatement avant de l'unité 3 de la centrale Darlington et du report connexe d'une interruption planifiée attribuable au calendrier de maintenance cyclique de l'unité 1 de la centrale Darlington, de l'automne 2020 au début de 2021. La Société a également engagé des dépenses d'investissement moins élevées que prévu pour l'exercice en raison du report de la réalisation des activités de réfection de l'unité 3 ainsi que du report et de la suspension temporaires des activités sur les sites relatives à d'autres projets au plus fort de l'apparition de la pandémie. De plus, OPG a engagé des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration moins élevées que prévu en 2020 en raison du report de l'interruption planifiée attribuable au calendrier de maintenance cyclique de l'unité 1 de la centrale Darlington, laquelle a subséquemment commencé le 5 février 2021. Les coûts d'exploitation différentiels et la perte de revenus liés à la pandémie n'ont pas eu d'incidence importante sur les résultats financiers de 2020. L'incidence future de la COVID-19 sur la Société demeure intrinsèquement incertaine et dépend de l'évolution de la pandémie, des mesures qui pourraient devoir être prises et des conséquences des politiques adoptées par les gouvernements ou des mesures réglementaires.

Excellence opérationnelle

Plan de poursuite des activités de la centrale Pickering

Le 14 août 2020, la Province a annoncé qu'elle appuyait le plan d'OPG visant à optimiser le calendrier de fermeture des six unités d'exploitation de la centrale Pickering, lequel indique que les unités 1 et 4 resteront en exploitation respectivement jusqu'à la fin de septembre 2024 et de décembre 2024, et les unités 5 à 8, jusqu'à la fin de 2025. L'exploitation des unités de la centrale Pickering après le 31 décembre 2024 est assujettie à l'obtention de l'approbation réglementaire de la CCSN, dans le cadre d'un processus d'audience publique. Le plan d'optimisation des activités tient compte de l'analyse d'OPG qui démontre que le maintien des activités d'exploitation des unités est sécuritaire, réalisable techniquement et donnerait lieu à des avantages supplémentaires économiques et autres pour la Province et la Société. En plus de constituer pour l'Ontario une source d'électricité fiable et rentable durant la réfection des centrales nucléaires Darlington et Bruce, la poursuite des activités à la centrale Pickering évitera des émissions de dioxyde de carbone dans la province et maintiendra plusieurs milliers d'emplois dans la région de Durham.

Cote de rendement attribuée par la WANO et record mondial d'exploitation continue – centrale Darlington

Au quatrième trimestre de 2020, OPG a participé à une évaluation par des pairs de la centrale Darlington 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. Les résultats de l'évaluation ont confirmé l'excellence de la centrale Darlington pour une cinquième période d'examen consécutive et font d'elle l'une des centrales nucléaires les plus performantes au monde.

Le 15 septembre 2020, l'unité 1 de la centrale Darlington a établi un nouveau record mondial d'exploitation continue d'un réacteur nucléaire, soit de 963 jours consécutifs. Avant d'être mise hors service dans le cadre d'une interruption planifiée attribuable au calendrier de maintenance cyclique le 5 février 2021, l'unité 1 a fourni de l'énergie au réseau électrique de l'Ontario de manière continue durant 1 106 jours sans devoir être mise hors service à des fins de travaux d'entretien ou de réparation.

Cotes de sécurité de la Commission canadienne de sûreté nucléaire

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 2018, a été publié par la CCSN au quatrième trimestre de 2020. Depuis le rapport annuel de 2018, la CCSN n'attribue plus de cote de sécurité pour chaque centrale nucléaire, mais plutôt pour chacun des 14 domaines de contrôle et de sûreté définis par la CCSN. Le rapport a attribué à la centrale Darlington, à la centrale Pickering et aux installations de gestion des déchets Darlington, Pickering et Western la cote de sécurité « entièrement satisfaisante » ou « « satisfaisante » pour l'ensemble des domaines de contrôle et de sûreté.

Conventions collectives

En prévision de l'expiration de la convention collective entre le Power Workers Union (« PWU ») et OPG le 31 mars 2021, les parties ont conclu une entente de principe en regard d'une convention de un an en vue du renouvellement des modalités existantes comportant des modifications mineures. En janvier 2021, la convention a été ratifiée par les membres du PWU. Le renouvellement de la convention arrive à échéance le 31 mars 2022.

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 dans le but d'examiner et de mettre à jour l'approche du Canada en matière de gestion des déchets irradiés. Le premier volet du processus comporte une analyse détaillée de l'actuelle Politique-cadre en matière de déchets radioactifs du Canada, avec comme objectif de s'assurer que le cadre est conforme aux normes internationales et aux pratiques exemplaires. Dans le cadre de cette analyse, le gouvernement fédéral entreprend un processus de collaboration avec les Canadiens et les Canadiennes intéressés, notamment les Autochtones, et diverses parties prenantes, notamment des intervenants du secteur et d'autres paliers de gouvernement. L'étape de la collaboration devrait prendre fin le 31 mars 2021 et la politique révisée devrait être publiée à l'automne 2021.

Le deuxième volet consiste à s'assurer que le Canada a mis en place une stratégie intégrée en matière de gestion sécuritaire de tous les déchets irradiés. À la demande du gouvernement fédéral, l'élaboration de la stratégie intégrée est dirigée par la Société de gestion des déchets nucléaires (« SGDN »), laquelle est déjà responsable de la mise en œuvre du programme canadien de gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. Dans le cadre de ce processus, il a été demandé à la SGDN de trouver des solutions pour la gestion à long terme des déchets existants et futurs. Le cadre existant au Canada place sur les producteurs et les propriétaires, notamment OPG, le fardeau

d'élaborer des plans de gestion sécuritaire des déchets radioactifs de faible activité et de moyenne activité, notamment à long terme.

OPG participe au processus de collaboration du gouvernement fédéral et suivra l'évolution de la stratégie intégrée qui lui permettra d'orienter ses plans et ses hypothèses en matière de gestion à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité de la Société.

Excellence des projets

Réfection de la centrale Darlington

Le 4 juin 2020, après la réalisation des activités de redémarrage, l'unité 2 de la centrale Darlington a été remise en service après avoir fait l'objet d'une réfection, conformément aux normes élevées en matière de qualité et de sécurité de la Société. Il s'agit d'une étape importante pour OPG dans sa démarche visant à assurer que la centrale Darlington continuera à fournir une production économique et fiable d'énergie propre pour au moins 30 ans en Ontario. L'unité 2, qui dispose d'une capacité de production d'électricité de base de 878 MW, a été la première unité de la centrale Darlington à avoir fait l'objet d'une réfection après avoir été mise à l'arrêt le 15 octobre 2016.

Le 3 septembre 2020, OPG a amorcé la réfection de l'unité 3 de la centrale Darlington par le déchargement du combustible du réacteur, après avoir procédé à la mise à l'arrêt sécuritaire de l'unité le 30 juillet 2020 dans le cadre d'une interruption planifiée visant le remplacement d'un canal de combustible. Le déchargement du combustible du réacteur a été mené à terme au quatrième trimestre de 2020 et l'îlotage de l'unité 3, qui exige la séparation physique de l'unité en cours de réfection des trois unités en exploitation, a été mené à terme en janvier 2021. 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*.

Petits réacteurs nucléaires modulaires

OPG conserve un permis de préparation d'emplacement d'une durée de dix ans accordé par la CCSN en 2012 lié à la construction éventuelle de réacteurs nucléaires sur l'emplacement de la centrale Darlington. En novembre 2020, OPG a annoncé la reprise des activités de planification pour la production future d'énergie nucléaire à l'emplacement en vue de l'hébergement d'un petit réacteur nucléaire modulaire dès 2028, sous réserve de l'accord de l'actionnaire et des approbations de la CCSN, notamment le renouvellement du permis de préparation d'emplacement existant. Les petits réacteurs modulaires constituent une nouvelle catégorie de réacteurs nucléaires dont la taille et la puissance sont considérablement moindres que celles des réacteurs nucléaires classiques et possédant des caractéristiques de sécurité améliorées. OPG a terminé un processus d'examen préalable, en collaboration avec d'autres services publics d'énergie importants, afin de faire progresser le développement de petits réacteurs nucléaires modulaires sur l'emplacement de la centrale Darlington et de contribuer à leur déploiement éventuel dans d'autres territoires. OPG participe aux travaux d'ingénierie et de conception de trois concepteurs de petits réacteurs nucléaires modulaires. Aucune décision n'a été prise quant à la technologie qui sera retenue. L'audience de la CCSN sur la demande d'OPG portant sur le renouvellement du permis de préparation d'emplacement de juin 2020 est prévue en juin 2021.

Vigueur financière

Acquisition d'un portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel en Ontario

Le 29 avril 2020, OPG, par l'entremise d'Atura Power, a clôturé une acquisition déjà annoncée d'un portefeuille de centrales alimentées au gaz à cycle combiné en Ontario auprès de Corporation TC Énergie (« TC Énergie ») pour un montant d'environ 2,8 milliards de dollars. Le portefeuille comprend la centrale Napanee, la centrale Halton Hills et la participation résiduelle de 50 % dans Portlands Energy Centre. L'acquisition a été clôturée suivant la réception des approbations réglementaires et le début des activités commerciales à la centrale Napanee. 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 Énergie. En mars 2021, Atura Power et TC Énergie ont conclu une entente de règlement portant sur

une réduction 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 Energie à l'égard de certaines activités postérieures à la clôture précédemment relevées à la centrale Napanee. Atura Power exerce ses activités sur le marché de l'électricité en Ontario de façon distincte des autres activités d'OPG.

Compte de report lié aux coûts de fermeture de la centrale Pickering

En novembre 2020, la Province a modifié le *Règlement de l'Ontario 53/05* afin d'établir un compte de report visant à comptabiliser certains coûts engagés dans le cadre de la fermeture de la centrale Pickering. En vertu du règlement, le compte de report lié aux coûts de fermeture de la centrale Pickering comprendra tout coût lié à l'emploi ainsi que les coûts autres qu'en capital associés aux services de tiers fournisseurs engagés par OPG découlant des activités de fermeture de la centrale Pickering, que ces coûts aient été engagés avant la fermeture de l'unité de la centrale Pickering ou après celle-ci. En vertu du règlement, la CEO est tenue d'autoriser le recouvrement des montants comptabilisés dans le compte de report sur une période ne pouvant excéder dix ans après la cessation permanente de la production d'électricité à la centrale Pickering, sous réserve d'un examen du critère de prudence.

Le compte exclut les coûts non admissibles à un remboursement à même les Fonds distincts nucléaires constitués en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (« ONFA ») conclue entre OPG et la Province. Conformément à une disposition distincte du *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO continue d'être tenue de s'assurer qu'OPG recouvre les besoins en revenus de ses passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires (les « passifs nucléaires ») découlant du plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA en vigueur.

Billets à moyen terme

Le 8 avril 2020, OPG a procédé à deux émissions d'obligations vertes dans le cadre du programme de billets à moyen terme de la Société. Les émissions, qui ont totalisé 1,2 milliard de dollars, comprenaient une tranche de 400 millions de dollars de billets de premier rang échéant en avril 2025, dont le taux d'intérêt nominal est de 2,89 %, et une tranche de 800 millions de dollars de billets de premier rang échéant en avril 2030, dont le taux d'intérêt nominal est de 3,22 %. Le produit net tiré des émissions a servi à financer ou refinancer des projets admissibles, tel qu'il est défini dans le cadre de référence pour les obligations vertes d'OPG, nommément l'acquisition en octobre 2019 de Cube Hydro Partners, LLC et de sa société liée Helix Partners, LLC (collectivement, « Cube Hydro »).

Le 22 octobre 2020, OPG a procédé à l'émission d'obligations totalisant 400 millions de dollars, dans le cadre de son programme de billets à moyen terme, venant à échéance en avril 2026 et dont le taux d'intérêt nominal est de 1,17 %. 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 sera affecté au remboursement de la dette existante, aux besoins de fonds de roulement ou aux fins générales du siège social.

Acceptation sociale

Plan en matière de changements climatiques

En novembre 2020, OPG a publié un plan en matière de changements climatiques dans le cadre de l'engagement de la Société de devenir un chef de file nord-américain en matière d'énergie propre. Conformément aux stratégies d'entreprise de la Société, le plan en matière de changements climatiques fait état des objectifs d'OPG et d'un ensemble de solutions ayant pour but de favoriser un processus efficient et économique de réduction de l'empreinte carbone, tout en conciliant les avantages économiques et environnementaux et les conséquences sur le réseau d'électricité. En s'appuyant sur les mesures prises par la Société à ce jour, OPG s'est fixé comme objectif de devenir une entreprise carboneutre d'ici 2040. De plus, OPG 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 en apprendre davantage sur le plan en matière de changements climatiques, se reporter

à la rubrique *Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable* sous *Changements climatiques*.

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 2020 est examinée par secteur d'activité à la rubrique *Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité*.

Activités nucléaires

OPG poursuit des initiatives stratégiques 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 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.

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, comme il est mentionné à la rubrique *Faits nouveaux importants* sous *Excellence opérationnelle*. 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. À la fin de 2020, les engagements précédemment pris au titre du bilan périodique de la sûreté et du plan de mise en œuvre intégré avaient été respectés, sauf pour trois mesures de résolution du plan de mise en œuvre intégré à l'égard desquelles OPG avait demandé l'approbation de la CCSN pour leur retrait ou leur prolongation. D'autres analyses et inspections techniques sont réalisées pour confirmer l'adaptation en place 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. Un processus visant à confirmer la validité du bilan périodique de la sûreté et du plan de mise en œuvre intégré est également en cours d'élaboration. 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 dans le cadre de l'approbation de la CCSN requise pour un permis d'exploitation commerciale après 2024.

L'exploitation continue, de façon sécuritaire et fiable, de la centrale Pickering a été reconnue en octobre 2020 par le prix d'excellence décerné par l'Institute of Nuclear Power Operations. Ce prix a pour but de souligner l'excellence des centrales nucléaires qui ont réalisé les meilleures performances en matière de sécurité et de fiabilité au sein du secteur nucléaire. OPG est résolue à assurer des normes élevées en matière de sécurité et de fiabilité à la centrale Pickering jusqu'à la fin de sa durée de vie.

OPG continue de réaliser des investissements stratégiques pour garantir la performance de la centrale Pickering, dans le but d'améliorer 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 pour les 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.

Preuve de l'engagement de la Société envers le maintien par la centrale de solides performances, l'unité 4 de la centrale Pickering a connu la deuxième plus longue période de production pour une unité de cette centrale en août 2020, soit 730 jours consécutifs de production.

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 pour qu'elle enregistre à plus long terme une des meilleures performances de l'industrie en matière d'exploitation et de coûts. Outre la réfection des unités de la centrale mentionnée à la rubrique *Activités de base et perspectives*, sous *Excellence des projets – Réfection de la centrale Darlington*, ces investissements 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 2020, notamment :

- En décembre 2020, OPG a mené à terme le remplacement prévu de la deuxième génératrice d'urgence à la centrale Darlington afin d'améliorer la fiabilité des systèmes d'alimentation électrique d'urgence pour la durée de vie de la centrale. Les travaux de construction du remplacement prévu de la première génératrice d'urgence devraient commencer en 2021.
- En 2020, OPG a poursuivi un projet pour le remplacement prévu des principaux transformateurs de sortie et du transformateur d'alimentation du réacteur à chacune des unités de la centrale Darlington en vue d'assurer la fiabilité de l'exploitation durant la durée de vie de la centrale. Les travaux portant sur la première unité, l'unité 3, ont commencé en novembre 2020 avec l'enlèvement du transformateur, qui sera suivi par l'installation du nouveau transformateur.
- En 2020, OPG a réalisé les travaux d'entretien et de mise à niveau des systèmes de contrôle de deux ponts roulants de la salle des turbines à la centrale Darlington par des technologies avancées de manière à en améliorer la fiabilité. Les ponts roulants de la salle des turbines serviront aux activités de réfection et aux activités postérieures à la réfection de la centrale.

Production d'électricité renouvelable

Le portefeuille de centrales de production d'électricité renouvelable d'OPG comprend 54 centrales hydroélectriques réglementées, 12 centrales hydroélectriques non réglementées et 1 centrale solaire situées en Ontario ainsi que, par l'intermédiaire d'Eagle Creek, 86 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.

Au cours de l'exercice, la centrale High Falls, sur la rivière Mississippi, et la centrale Cameron Falls, sur la rivière Nipigon, d'OPG ont atteint 100 ans d'exploitation, alors que les centrales Des Joachims et Chenaux sur la rivière Ottawa ont atteint 70 ans de production d'électricité.

Outre les projets importants dont il est question à la rubrique *Excellence des projets*, OPG a continué à faire progresser un certain nombre de projets liés aux centrales hydroélectriques en 2020, notamment :

- la réalisation des travaux d'entretien et de mise à niveau des unités 2 et 3 de la centrale High Rock de 40 MW composée de trois unités;
- la progression 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;
- le début des travaux de mise à niveau de l'unité 2 de la centrale Abitibi Canyon, de l'unité 3 de la centrale Barrett Chute et de l'unité 7 de la centrale Otto Holden;
- la poursuite de l'étape de la définition des travaux d'entretien et de mise à niveau des unités de la centrale R.H. Saunders;
- la réalisation des travaux de rénovation du barrage Waba soutenant la centrale Arnprior afin d'en assurer l'exploitation sécuritaire pour les 50 prochaines années;
- la poursuite de la réfection de l'infrastructure en béton des centrales Otto Holden et Saunders afin d'en assurer leur exploitation sécuritaire et continue;
- la réalisation des travaux de construction d'une nouvelle unité à débit minimal à la centrale Swinging Bridge, augmentant la capacité de production de la centrale de 1 MW.

Au cours du deuxième trimestre de 2020, OPG a géré de façon sécuritaire et efficace la crue printanière, dans la mesure du possible, tout en donnant la priorité à la sécurité des employés durant la pandémie de COVID-19. Ces mesures comprenaient l'approche de la Société en matière de gestion du niveau des eaux dans l'est de l'Ontario en ayant recours à des vannes à glissière contrôlées à distance le long des rivières Ottawa et Madawaska de manière à équilibrer les débits d'eau, ce qui a réduit les activités requises sur le terrain et offert une souplesse accrue au réseau d'électricité. Tout au long de la période, OPG a collaboré avec le ministère des Richesses naturelles et des Forêts, Parcs Canada, la SIERE et d'autres organismes en vue d'assurer la gestion efficace et sécuritaire des rivières en Ontario et la fiabilité du réseau d'électricité ontarien compte tenu des nouvelles contraintes découlant de la pandémie.

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 alimentées au gaz à cycle combiné. Les centrales alimentées au gaz à cycle combinées 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 d'un programme 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 s'appuie 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 après la fermeture de la centrale Pickering, 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, et soutenir la croissance de la Société et les stratégies d'innovation. La réalisation de ces objectifs repose sur une main-d'œuvre très performante, collaborative et mobilisée.

Dans le cadre des stratégies axées sur l'amélioration de la performance en matière de coûts et de capacité organisationnelle, en septembre 2020, la Société a mis en œuvre un réalignement de sa structure organisationnelle dans le but de faciliter la collaboration et d'accroître les efficacités entre les fonctions. Ce réalignement comprend le regroupement de l'ingénierie et d'autres groupes de soutien à l'exploitation sous la structure des activités de l'entreprise, l'intégration des responsabilités liées à la planification des projets majeurs et à leur exécution sous la structure des projets de l'entreprise et le regroupement des activités de développement commercial et d'autres activités stratégiques sous la structure des stratégies de l'entreprise. Parallèlement à ces changements, le nombre de groupes opérationnels régionaux en Ontario pour les centrales hydroélectriques et les centrales thermiques autres que celles d'Atura Power est passé de quatre à deux. Le groupe de la région Ouest nouvellement formé comprend les centrales de l'ancienne région Centre-Sud, les centrales de la région Nord-Ouest et des centrales de la zone Campbellford prises

en compte précédemment dans la région Est; la région Est élargie comprend dorénavant les centrales de l'ancienne région Nord-Est.

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 de 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'accroissement de la mobilité et de la connectivité, l'intégration accrue de technologies liées à l'intelligence artificielle et à l'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.



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'immobilisations 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 2020 est présenté ci-dessous.

Projet (en millions de dollars)	Dépenses d'investissement		Budget approuvé	Date de mise en service prévue	État d'avancement
	Depuis le début de l'exercice	Cumulatives			
Réfection de la centrale Darlington	782	7 446	12 800 ¹	Deuxième unité – 2024 Dernière unité – 2026	La réfection de l'unité 3 a été entreprise le 3 septembre 2020. Le déchargement du combustible du réacteur a été mené à terme au quatrième trimestre de 2020 et l'ilotage de l'unité 3 l'a été en janvier 2021. La réfection de l'unité 3 est intégrée à l'heure actuelle au volet Démontage. 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	94	102	650	2023	Les travaux d'excavation du roc sous la structure de l'évacuateur d'Adam Creek du réservoir Little Long progressent comme prévu. Les travaux liés à la structure en béton des nouvelles baies adjacentes aux vannes à glissière et à la construction du débarcadère pour barges ont commencé au quatrième trimestre 2020. La mise en service du projet est prévue en 2023 et le budget du projet est respecté. Pour en savoir plus, voir ci-après.
Remplacement des unités G1 et G2 de la centrale Sir Adam Beck I	37	54	128	2022	OPG a terminé le retrait des bâches de turbine encastrées âgées de 100 ans de l'unité G2 au quatrième trimestre de 2020 et de l'unité G1 en février 2021. L'installation de nouvelles bâches à l'unité G2 est en cours. 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 Le budget total du projet de 12,8 milliards de dollars sera consacré à la réfection des quatre unités de la centrale Darlington.

Projet (en millions de dollars)	Dépenses d'investissement		Budget approuvé	Date de mise en service prévue	État d'avancement
	Depuis le début de l'exercice	Cumulatives			
Centrale hydroélectrique Calabogie	24	30	137	2022	OPG a terminé l'excavation de l'emplacement de la nouvelle centrale au quatrième trimestre de 2020 et a terminé le retrait de l'équipement d'origine en février 2021. Les travaux d'excavation de la rampe d'entrée et de la zone du bassin d'admission ainsi que la démolition de l'ancienne centrale se poursuivent. La mise en service du projet est prévue en 2022 et le budget du projet est respecté. Pour en savoir plus, voir ci-après.
Centrale hydroélectrique Ranney Falls	1	71	77	2021	OPG a poursuivi les activités liées à la mise en service de la nouvelle centrale électrique d'une seule unité de 10 MW sur le site existant de la centrale Ranney jusqu'à ce qu'en septembre 2020, au moment de la mise en service définitive de l'unité, la nouvelle génératrice subisse des dommages et que les activités liées à la mise en service soient interrompues. OPG poursuit l'élaboration des plans pour le fournisseur, à ses frais, visant à démonter, réparer et réassembler l'unité avant que les activités de mise en service puissent reprendre. La date révisée de mise en service a été repoussée au quatrième trimestre de 2021. Le budget du projet continue d'être respecté.

Réfection de la centrale Darlington

Les unités de la centrale Darlington approchent de 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 commencé en octobre 2016 et a pris fin en juin 2020. La réfection de la deuxième unité, soit l'unité 3, a commencé en septembre 2020. L'achèvement de la réfection de la dernière unité est prévu d'ici la fin de 2026. La planification, les activités préalables aux travaux et les travaux de réfection des unités 3, 1 et 4 tiennent et tiendront compte des avantages tirés de l'expérience avec l'unité 2 et d'autres améliorations stratégiques.

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 4 juin 2020, après la réalisation des activités de redémarrage et l'obtention de toutes les approbations requises de la CCSN, l'unité 2 a été remise en service conformément aux normes élevées en matière de qualité et de sécurité de la Société. Les dernières étapes de la construction et la remise en service de l'unité ont été réalisées malgré la pandémie de COVID-19, tout en mettant en œuvre des mesures supplémentaires afin d'assurer la sécurité des employés et des entrepreneurs. À la remise en service de l'unité, des dépenses d'investissement totalisant environ 4,8 milliards de dollars au titre d'immobilisations avaient été engagées. Depuis sa remise en service, le fonctionnement de l'unité 2 fait preuve de fiabilité.

Le 3 septembre 2020, OPG a amorcé la réfection de l'unité 3 de la centrale Darlington par le déchargement du combustible du réacteur, suivant immédiatement une interruption planifiée. Le déchargement du combustible du réacteur a été mené à terme au quatrième trimestre de 2020 et l'ilotage de l'unité 3 l'a été en janvier 2021. Après l'ilotage, la réfection de l'unité 3 a été incluse dans le volet Démontage, qui progresse comme prévu, tout en maintenant en place des mesures de protection contre la COVID-19. L'unité 3 devrait être remise en service au premier trimestre de 2024.

Les activités de planification et les activités préalables pour la réfection des unités subséquentes, soit l'unité 1 et l'unité 4, progressent comme prévu. Au 31 décembre 2020, OPG avait investi environ 330 millions de dollars dans les activités de planification et les activités préalables de la réfection de l'unité 1 et de l'unité 4.

Les derniers travaux préalables du projet de réfection de la centrale Darlington et des installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts ont été menés à terme. OPG a également achevé tous les travaux requis à la fin de 2020 conformément aux exigences contenues dans le plan de mise en œuvre intégré pour la centrale Darlington. Le plan de mise en œuvre intégré comprend des mesures déterminées auparavant dans le cadre d'une série d'évaluations réalisées par OPG conformément aux exigences réglementaires de la CCSN applicables liées au prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires.

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 sur la rivière Lower Mattagami, dans le nord-est de l'Ontario, essentiellement par l'intermédiaire du projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long. Le projet permettra d'accroître le débit du barrage et d'apporter d'autres améliorations au chapitre de la fiabilité et de l'exploitation 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 2020, OPG a poursuivi les travaux d'excavation du roc sous la structure de l'évacuateur d'Adam Creek du réservoir Little Long. Les travaux liés à la structure en béton des nouvelles baies adjacentes aux vannes à glissière et à la construction du débarcadère pour barges ont commencé au quatrième trimestre de 2020. L'approvisionnement lié à l'équipement essentiel ainsi que les activités d'ingénierie détaillée se sont poursuivies au cours de l'exercice, et les activités d'obtention de permis ont été conclues au quatrième trimestre de 2020. La mise en service du projet est prévue 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 sur la rivière Lower Mattagami, qui sont présentées dans le secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre. Les coûts du projet dégageront un rendement financier et seront recouverts en vertu de la CAE pour les centrales Lower Mattagami.

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

OPG a lancé 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 2020, OPG a achevé les activités d'ingénierie du projet, a poursuivi les activités d'approvisionnement relatives aux matériaux à longs délais et a poursuivi l'avancement des travaux sur le site des projets. OPG a terminé le retrait des bâches de turbine encastrées de l'unité G2, en vue de leur remplacement, au quatrième trimestre de 2020 et le retrait de celles de l'unité G1 en février 2021. L'installation des nouvelles bâches à l'unité G2 a commencé et l'installation des nouvelles unités de production commencera après l'installation des nouvelles bâches de turbine. 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 incluse dans le secteur Production hydroélectrique réglementée.

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 2020, OPG a réalisé les travaux d'excavation et la préparation du soubassement rocheux adjacent au nouvel emplacement de la centrale. Les travaux d'excavation de la rampe de sortie et du bassin d'admission ainsi que les travaux de démolition de l'ancienne centrale progressent aussi et se poursuivent. Les activités de retrait de l'équipement d'origine ont pris fin en février 2021. La mise en service du projet est prévue en 2022 et le budget du projet, soit 137 millions de dollars, est respecté. La centrale hydroélectrique Calabogie est incluse dans le secteur Production hydroélectrique réglementée.

Dépôt géologique en profondeur pour la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité

Le 31 janvier 2020, les membres de la Nation Ojibway Saugeen ont voté contre le projet de construction d'un dépôt géologique en profondeur proposé par OPG pour la gestion des déchets radioactifs de faible activité et de moyenne

activité sur des terres adjacentes à l'installation de gestion des déchets Western située à Kincardine, en Ontario. Le projet de dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité était la solution privilégiée par OPG pour la gestion sécuritaire à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité. OPG respecte la décision de la Nation Ojibway Saugeen et s'est conformée à son engagement initial de ne pas aller de l'avant avec le projet sur le site sans l'appui de la Nation Ojibway Saugeen. En juin 2020, le ministre fédéral d'Environnement et Changement climatique Canada a accepté la demande d'OPG de mettre officiellement un terme au processus d'évaluation environnementale fédérale visant le projet, lequel a été annulé.

OPG évalue d'autres solutions possibles pour la gestion sécuritaire à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité et participera, avec les principales parties prenantes, les collectivités autochtones et les municipalités concernées, à tout processus de sélection d'un nouveau site. Dans le cadre du processus d'évaluation d'autres solutions potentielles, OPG suivra l'évolution d'une stratégie intégrée pour la gestion à long terme des déchets irradiés au Canada, laquelle est élaborée par la SGDN à la demande du gouvernement fédéral.

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. Ce programme comprend les anciennes centrales Lambton et Nanticoke, dont les activités ont pris fin en 2013, et l'ancienne centrale Thunder Bay, dont l'exploitation a pris fin en 2018. Les coûts de déclassement sont imputés à une provision de déclassement préalablement établie.

Au troisième trimestre de 2020, OPG a terminé le déclassement de l'emplacement de la centrale Nanticoke, retournant de façon sécuritaire le site à son état de friche industrielle. La Société a également poursuivi la mise au point d'un processus visant la vente de l'emplacement de l'ancienne centrale Thunder Bay au cours de l'exercice. Les activités de déclassement se poursuivent sur l'emplacement de la centrale Lambton.



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 renouvelable
- 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 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.

Les niveaux de la base tarifaire, le pourcentage de capitaux propres présumé et les taux de rendement des capitaux propres (« RCP ») fondés sur une formule suivants sont pris en compte dans les tarifs de base réglementés approuvés d'OPG établis par la décision de la CEO de décembre 2017 et l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 liées à la demande tarifaire 2017-2021 d'OPG.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	RCP	Capitaux propres ¹	Base tarifaire		
			2019	2020	2021
Production nucléaire réglementée ^{2, 4}	8,78 %	45 %	3 374	7 347	7 711
Production hydroélectrique réglementée ³			s. o.		

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

² Valeur approuvée dans l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 de la CEO qui établissait les tarifs de base réglementés pour la période 2017-2021.

³ 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 sont 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. La base tarifaire, le pourcentage de capitaux propres présumé ou le RCP pour les centrales hydroélectriques réglementées pour cette période ne sont pas 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.

⁴ Ne comprend pas les écarts entre les augmentations prévues de la base tarifaire et les augmentations réelles de 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.

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. Au moment de fixer les tarifs de base réglementés pour la production nucléaire pour la période 2017-2021, la CEO a tenu compte de mises en service d'immobilisations du projet de réfection de la centrale Darlington d'un montant de 5,5 milliards de dollars dans la base tarifaire, y compris la remise en service de l'unité 2, d'ici 2021, à l'exclusion des installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts. Les installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts seront examinées par la CEO dans le cadre de la demande d'OPG pour de nouveaux tarifs de base réglementés visant la production de ses centrales nucléaires déposée en décembre 2020. Les besoins en revenus proposés dans la demande de décembre 2020 rendent également compte de l'incidence prévue de la réfection et de la remise en service des unités 3, 1 et 4 de la centrale Darlington d'ici la fin de 2026, ainsi que du plan d'exploitation optimisée de la Société pour la centrale Pickering jusqu'à la fin de 2025.

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 à la base tarifaire approuvée 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 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 sur 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.

En mars 2020, la CEO a rendu une ordonnance visant l'établissement d'un compte de report afin d'y consigner les pertes de revenus et les coûts différentiels liés à la pandémie de COVID-19, à compter du 24 mars 2020. Le compte s'applique aux distributeurs d'électricité et de gaz naturel de l'Ontario, aux transporteurs d'électricité et à OPG. La CEO a déclaré qu'elle n'a pas encore pris de décision au sujet de la nature des revenus ou des coûts qui seront recouvrables au moyen du compte de report et qu'elle évaluera les montants consignés dans celui-ci quand il sera question de les utiliser. En mai 2020, la CEO a entamé un processus de consultation à l'échelle de l'industrie pour l'aider à élaborer des directives relatives au compte de report, notamment la nature des coûts et des revenus devant être comptabilisés, les règles relatives à la tenue du compte et la prise en compte de tout revenu supplémentaire ou des économies de coûts compensatoires. Le traitement du compte est assujéti aux résultats de cette consultation avec les parties prenantes, laquelle est en cours. OPG participe à la consultation. En attendant de recevoir des directives supplémentaires de la CEO, la Société s'est abstenue de comptabiliser un actif ou un passif réglementaire lié au compte de report dans ses états financiers consolidés.

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 sont visées par des CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme. Ces contrats sont généralement structurés 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. Même si un certain nombre de centrales de la Société situées aux États-Unis sont également assujéties 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.

En novembre 2020, OPG a renouvelé et prolongé sa facilité de crédit renouvelable de 364 jours d'un montant de 750 millions de dollars américains conclue avec un consortium bancaire, et y a ajouté une caractéristique liée au développement durable. Les modalités de crédit permettent à OPG de réduire le prix de la facilité si la Société atteint des cibles en matière de développement durable portant sur la sécurité, l'installation de bornes de recharge de véhicules électriques, la plantation d'arbres et le développement de capacité de sources renouvelables. OPG est la première société du secteur canadien des services publics et de la production d'énergie à assortir une facilité de crédit de cibles en matière de développement durable.

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 2020, les notes de crédit de la Société étaient comme suit :

Type de note	DBRS Limited (« DBRS »)	S&P Global Ratings (« S&P »)	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

En avril 2020, 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. En juillet 2020, S&P a confirmé les notes de crédit d'OPG, y compris à BBB+ la note de crédit de l'émetteur, à BBB+ la note de crédit de la dette de premier rang non garantie, à A-2 la note de crédit du papier commercial – États-Unis et à A-1 (bas) la note de crédit du papier commercial – Canada. De plus, S&P a modifié sa perspective d'OPG pour la faire passer de négative à stable. En décembre 2020, Moody's a confirmé la note de P-2 du papier commercial – États-Unis d'OPG et la note de A3, avec perspectives stables, à la dette de premier rang non garantie d'OPG.

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*.

Bâtir notre entreprise

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 axées sur la réduction de l'empreinte carbone et de nouvelles activités dans le secteur de l'électricité, notamment l'innovation nucléaire, y compris les petits réacteurs modulaires, le stockage d'énergie, les ressources énergétiques distribuées, l'électrification des transports et d'autres possibilités.

En juin 2020, Global First Power Ltd. (« GFP »), Ultra Safe Nuclear Corporation (« USNC ») et OPG ont formé la coentreprise Global First Power Limited Partnership avec l'objectif de faire progresser la proposition d'un prototype de réacteur micromodulaire (« MMR^{MC} »), une technologie portée sur de petits réacteurs modulaires, au site des Laboratoires Nucléaires Canadiens de Chalk River au nord-ouest d'Ottawa, en Ontario.

En reconnaissance des avantages offerts par la technologie des petits réacteurs modulaires, notamment sur le plan des changements climatiques et sur le plan économique, et en soutien à cette technologie, le gouvernement fédéral a publié le Plan d'action canadien pour les petits réacteurs modulaires en décembre 2020. Ce plan souligne les objectifs du Canada en matière de développement, de démonstration et de déploiement de petits réacteurs modulaires nucléaires aux fins d'application au Canada et à l'international. OPG a contribué au plan d'action par divers engagements, notamment l'utilisation de petits réacteurs modulaires proposés à l'ensemble du réseau à la centrale Darlington et de la technologie MMR^{MC} proposée au site de Chalk River, la collaboration continue avec d'autres services publics pour le déploiement de petits réacteurs modulaires et l'engagement des Premières Nations à l'égard d'éventuels projets portant sur les petits réacteurs modulaires. Conformément au Plan d'action canadien pour les petits réacteurs modulaires et au plan en matière de changements climatiques de la Société, OPG continuera à tenir un rôle de chef de file dans l'avancée des solutions portant sur les petits réacteurs modulaires dans le cadre d'une approche pancanadienne.

En février 2021, OPG a conclu une entente visant l'acquisition, par l'entremise d'Eagle Creek, d'une centrale hydroélectrique de 48 MW pour environ 90 millions de dollars américains, sous réserve des ajustements d'usage au fonds de roulement et autres ajustements, qui s'ajoutera au portefeuille de centrales hydroélectriques de production d'énergie renouvelable de la Société aux États-Unis. La réalisation de la transaction est prévue au deuxième trimestre de 2021 et est assujettie à l'approbation de la FERC.

En octobre 2020, OPG a mis en service sa première installation de stockage d'énergie dans le cadre de la stratégie de la Société sur les ressources énergétiques distribuées. Cette installation de stockage de batteries au lithium-ion de 4 MW est située en aval des compteurs d'une contrepartie du secteur industriel, et a comme objectif de générer des revenus en réduisant les charges des clients du secteur industriel en période de pointe et en participant aux ventes aux enchères de capacité de la SIERE. OPG a également conclu des ententes officielles en vue de s'associer avec le ministère des Transports de l'Ontario dans le cadre de l'électrification de deux traversiers de la Province. La Société sera responsable de la construction, de la détention et de l'exploitation d'actifs de stockage de batteries côtiers utilisées pour l'infrastructure de recharge en vue d'alimenter ces deux traversiers.

En février 2021, OPG a déposé une annexe à la demande de permis d'exploitation déposée auprès de la CCSN, laquelle décrit comment toutes les exigences techniques soutenant un projet de production de molybdène 99 (« Mo-99 ») à la centrale Darlington ont été respectées. 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 les parties, Laurentis Energy Partners, filiale en propriété exclusive d'OPG, fournira à BWX Technologies, Inc. (« BWXT ») le Mo-99, lequel sera traité et inséré par BWXT dans les générateurs de Tc-99m à des fins médicales. L'audience de la CCSN sur cette demande devrait avoir lieu en 2021.



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.

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 2021, OPG prévoit que le bénéfice net sera inférieur à celui de 2020, en raison de l'incidence des mesures prises par la Société en 2020 face à la pandémie de COVID-19 sur le calendrier du projet de réfection de la centrale Darlington et les changements connexes au calendrier d'interruptions de maintenance cycliques de la centrale. Ce résultat tient compte de la réfection de l'unité 3 pour un exercice complet en 2021, du report d'une interruption planifiée attribuable au calendrier de maintenance cyclique de l'unité 1, de l'automne 2020 au début de 2021, et de l'ajout d'une nouvelle interruption planifiée attribuable au calendrier de maintenance cyclique de l'unité 4 à l'automne 2021 qui réduiront tous la production d'électricité et les revenus du secteur Production nucléaire réglementée par rapport à 2020. La hausse d'un exercice à l'autre du nombre d'interruptions planifiées à la centrale Darlington entraînera également une hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Production nucléaire réglementée en 2021. Ces facteurs devraient être compensés en partie par la hausse de la production d'électricité et la baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de la centrale Pickering en 2021, ce qui est conforme au calendrier d'interruptions de maintenance cycliques de la centrale.

La baisse sur douze mois du bénéfice net de 2021 devrait être compensée en partie par les revenus pour un exercice complet découlant de la hausse des tarifs de base réglementés pour la production nucléaire approuvés par la CEO attribuable à la remise en service de l'unité 2 de la centrale Darlington, ainsi que les bénéfices pour un exercice complet découlant de l'acquisition de centrales alimentées au gaz naturel en avril 2020.

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.

Sous réserve des revenus pour un exercice complet découlant de l'acquisition de centrales alimentées au gaz naturel en 2020, les CAE et les autres contrats conclus pour les actifs non réglementés présentés dans les secteurs Production hydroélectrique visée par contrat et autre et Production au gaz visée par contrat devraient contribuer à la stabilité générale des bénéfices de 2021 par rapport à 2020. Les bénéfices des centrales hydroélectriques aux États-Unis non visées par des contrats continueront d'être soumis aux fluctuations des tarifs d'électricité de gros aux États-Unis.

Les résultats d'exploitation de la Société en 2021 pourraient être touchés si d'autres mesures sont prises en réponse à la pandémie de COVID-19.

Coût total de la production de l'entreprise

OPG prévoit que le coût total de la production de l'entreprise sera plus élevé en 2021 qu'en 2020 en raison de la baisse de la production d'électricité dans le secteur Production nucléaire réglementée et d'une hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration additionnelles en lien avec l'accroissement des interruptions planifiées à la centrale Darlington.

En général, la réduction de la production d'électricité nucléaire attribuable aux interruptions pour la réfection de la centrale Darlington se poursuivra et aura une incidence négative sur le coût total de la production de l'entreprise pendant toute la durée du projet. Le coût total de la production de l'entreprise peut également être défavorablement touché par la baisse de la production d'hydroélectricité attribuable aux interruptions pour divers projets de réfection et projets opérationnels importants. La variabilité du programme de dépenses d'investissement de maintien, des interruptions planifiées de la production nucléaire et du débit de l'eau peut également favoriser les fluctuations du coût total de la production de l'entreprise sur douze mois.

Fonds distincts nucléaires

Les résultats d'exploitation d'OPG sont touchés par le rendement des Fonds distincts nucléaires du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée. 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'indice des prix à la consommation (« IPC ») de l'Ontario. Cette volatilité peut entraîner des fluctuations du bénéfice net de la Société à court terme. La volatilité est atténuée par l'incidence du compte réglementaire autorisé par la CEO et lorsque les fonds distincts sont entièrement capitalisés ou sont surcapitalisés.

Au 31 décembre 2020, le Fonds distinct de déclassement était surcapitalisé d'environ 36 %, et le Fonds distinct pour combustible irradié, d'environ 2 %. La variabilité du rendement des actifs attribuable à la volatilité des marchés des capitaux et les variations de l'IPC de l'Ontario, découlant notamment des changements de la situation économique, ou les modifications aux estimations de passif de capitalisation au moment de la mise à jour du plan de référence de l'ONFA pourraient réduire la situation de capitalisation d'un des fonds ou les deux dans l'avenir. On ne prévoit pas que des cotisations globales seront versées dans les Fonds distincts nucléaires d'ici la fin de 2021, lorsque le prochain plan de référence de l'ONFA sera mis à jour.

Des modifications aux estimations de passif de capitalisation au moment de la mise à jour du plan de référence de l'ONFA pourraient réduire la valeur des actifs des Fonds distincts nucléaires qui est comptabilisée au bilan consolidé, car cette valeur est limitée au coût estimatif du passif de capitalisation selon le dernier plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA majorée d'une partie de l'excédent du Fonds distinct de déclassement qui peut être attribué au Fonds distinct pour combustible irradié, dans certaines circonstances. Dans les états des résultats consolidés, ces ajustements sont comptabilisés au rendement des Fonds distincts nucléaires. 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*.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement prévues d'OPG pour l'exercice 2021 ont totalisé environ 2,4 milliards de dollars, compte non tenu des transactions d'acquisition. Les prévisions de 2021 en matière de dépenses d'investissement sont plus élevées que celles de 2020, compte non tenu de l'acquisition des centrales alimentées au gaz naturel en avril 2020, ce qui rend essentiellement compte des travaux de réfection pour un exercice complet réalisés sur l'unité 3 de la centrale Darlington et de la progression jusqu'à l'étape de l'installation de la composante du projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long.

Financement et liquidités

La Société prévoit générer moins de trésorerie de ses activités d'exploitation en 2021, par rapport à 2020, en raison de la baisse de la production d'électricité et de la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration découlant du nombre plus élevé d'interruptions planifiées à la centrale Darlington. Ces facteurs devraient être compensés par une augmentation des revenus attribuable à la hausse du tarif de base réglementé des centrales

nucléaires approuvée par la CEO et des entrées nettes de trésorerie tirées des activités des centrales alimentées au gaz naturel acquises en avril 2020.

Compte tenu du programme de dépenses d'investissement prévu pour l'exercice 2021, 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 qu'elle exerce ses activités de manière sécuritaire, durable et inclusive, mais qu'elle doit également être rentable. En tant que le plus important 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 en mettant 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 des incidences associées aux changements climatiques, tout en tenant compte des conséquences pour les clients.

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 2020, 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. En 2020, OPG a également adopté 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	2020	2019
Fréquence des blessures consignées (<i>blessures par 200 000 heures</i>)	0,36	0,37
Taux de fréquence des blessures graves (<i>blessures graves par 200 000 heures</i>)	0,01	0,04

En 2020, la fréquence des blessures consignées et le taux de fréquence des blessures graves d'OPG se sont améliorés par rapport à 2019. La Société continue de mettre en œuvre des initiatives pour cibler les tendances en matière de blessures 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 poursuit la promotion de sa campagne intitulée iCare Enough to Act visant à renouveler l'engagement des employés à l'égard de leur sécurité et de leur bien-être et de ceux des autres. 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 renforcées en vue d'améliorer la sécurité comme élément fondamental de la culture fondée sur des valeurs de la Société.

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 global 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. En réponse à la pandémie de COVID-19, OPG a prévu des ressources supplémentaires visant à soutenir la santé mentale et donner accès à une plateforme sur la santé virtuelle pour les employés et les membres de leur famille. La Société continue également de donner la formation sur les premiers soins en santé mentale. La formation est un programme agréé parrainé par la Commission de la santé mentale du Canada visant à accroître la sensibilisation aux maladies mentales et l'empathie pour les personnes qui en souffrent, à réduire la stigmatisation, à soutenir les employés touchés et à améliorer les résultats en matière de retour au travail. Près de 2 400 gestionnaires, superviseurs et leaders syndiqués ont participé à cette formation depuis 2016.

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 reçue par le public	2019		2018	
	µSv	% de la limite légale annuelle ¹	µSv	% de la limite légale annuelle ¹
Centrale Darlington	0,4	<0,1 %	0,8	0,1 %
Centrale Pickering	1,7	0,2 %	2,1	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 2020 ne seront pas disponibles avant le deuxième trimestre de 2021, elles ne devraient pas différer considérablement des niveaux observés pour 2019.

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 et les règlements de la FERC, le cas échéant. 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 investit dans la mise à niveau et la sécurité des voies navigables et des barrages afin d'assurer l'amélioration continue des actifs de la Société en Ontario.

Environnement

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;
- tout mettre en œuvre pour être un chef de file de l'atténuation des changements climatiques;
- 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 2020 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'émission de tritium dans l'air n'a pas été atteinte, les émissions sont demeurées très faibles, soit inférieure à 1 % de la limite réglementaire. Aucun événement environnemental important n'est survenu en 2020.

OPG est à l'heure actuelle assujettie à la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* (« LTPGES ») fédérale, qui comprend le Système de tarification fondé sur le rendement (« STFR ») pour les installations industrielles et une redevance sur les combustibles fossiles pour les achats non exemptés. Pour OPG, le STFR s'applique à la centrale Lennox et aux centrales alimentées au gaz naturel d'Atura Power. Le 20 septembre 2020, le gouvernement du Canada a accepté les Normes de rendement à l'égard des émissions de gaz à effet de serre (« NRE ») de l'Ontario adoptées en juillet 2019 comme solution de rechange au STFR fédéral. Le gouvernement fédéral et le gouvernement provincial travaillent ensemble afin de soustraire l'Ontario à l'application du STFR et de

permettre l'application des NRE en Ontario. Entre-temps, OPG continue de respecter le STFR ainsi que les dispositions d'enregistrement obligatoire aux termes des NRE. Le gouvernement du Canada conserve le pouvoir d'appliquer à nouveau le STFR à l'Ontario en vertu de la LTPGES.

Le gouvernement de l'Ontario et d'autres gouvernements provinciaux ont contesté la constitutionnalité de la LTPGES fédérale, y compris la redevance sur les combustibles fossiles. La cause a été entendue par la Cour suprême du Canada en septembre 2020, et la décision est attendue.

OPG a mis en œuvre des processus pour recouvrer les coûts du carbone, dans la mesure du possible. Le STFR et la redevance sur les combustibles fossiles fédérale n'ont pas eu d'incidence financière importante sur la Société; la mise en œuvre des NRE ne devrait également pas avoir d'incidence financière importante sur OPG.

OPG a élaboré des plans de gestion de la biodiversité qui répertorient les zones naturelles prioritaires, les objectifs de conservation, les menaces et les mesures proposées pour soutenir la biodiversité dans les sites d'exploitation de la Société. 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 mises de l'avant. En 2020, OPG a continué de travailler avec des partenaires communautaires 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.

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 décarbonisation 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. Ce plan s'appuie sur les travaux qu'OPG mène depuis des décennies pour réduire son empreinte carbone, y compris en cessant de produire de l'électricité à partir de charbon en 2014, ce qui constitue à ce jour le geste le plus important en matière de changements climatiques à l'échelle mondiale posé par une seule entreprise. 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. Le plan tient compte du fait qu'en plus de réduire les émissions

de carbone du secteur de l'électricité, l'électrification des autres secteurs de l'économie, notamment le transport, présente une occasion importante d'atténuation des changements climatiques.

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. OPG s'attend à ce que la notion de carboneutralité évolue pour éventuellement se normaliser. En date des présentes, OPG a recours à la notion de carboneutralité afin de rendre compte de l'atteinte d'un équilibre global entre les émissions de carbone produites et les émissions de carbone réduites de l'atmosphère ou remplacées.
- 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 carboneutre d'ici 2050. L'objectif est conforme au plan en matière de changements climatiques du Canada visant à être carboneutre 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. Ces solutions tirent parti des mesures prises à l'heure actuelle par la Société en vue d'assurer le développement durable, des activités résilientes et des investissements dans la production d'énergie propre. OPG prévoit que le plan d'action évoluera au fil du temps à mesure qu'elle constate et évalue la viabilité technique et économique de certaines solutions, compte tenu des avancées technologiques et des changements à la politique gouvernementale et à la demande d'électricité.

Le déploiement de petits réacteurs modulaires à l'emplacement de la centrale Darlington, l'investissement dans l'électrification du secteur des transports et l'augmentation de la capacité de production des actifs de production hydroélectriques sont notamment des éléments essentiels du plan d'OPG visant à remplacer davantage d'émissions de carbone et atteindre ses objectifs de carboneutralité. Le plan vise également les solutions naturelles et le développement de stockage d'énergie et de sources d'énergie renouvelable autres qu'hydroélectriques comme voies essentielles vers la décarbonisation. En outre, le plan détermine les mesures d'adaptation initiales de renforcement de la résilience du portefeuille de centrales de la Société dans le cadre de l'ensemble du réseau d'électricité.

Le plan en matière de changements climatiques reconnaît l'importance de la réfection et des activités ultérieures de la centrale Darlington pour au moins encore 30 ans afin de maintenir une faible intensité en carbone dans le secteur de la production d'électricité en Ontario. De même, le plan d'OPG visant à optimiser la fin de l'exploitation commerciale de la centrale Pickering jusqu'à la fin de 2025 permettra d'éliminer des émissions de carbone.

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.

Mesures à l'appui du plan en matière de changements climatiques

Voici un résumé des principales mesures prises par OPG à l'appui du plan en matière de changements climatiques en 2020 :

Nouveaux projets de développement de l'énergie nucléaire	OPG a annoncé la reprise des activités de planification pour la production future d'énergie nucléaire à sa centrale Darlington en vue d'héberger un petit réacteur nucléaire modulaire, et poursuit la progression de la technologie des petits réacteurs modulaires comme source d'énergie sécuritaire, fiable et sans émission de carbone. OPG estime que le déploiement d'un petit réacteur nucléaire modulaire à l'échelle du réseau d'électricité en Ontario remplacera environ un million de tonnes d'émissions de carbone par année.
Réfection de la centrale Darlington	OPG a mené à terme la réfection de l'unité 2 et entrepris la réfection de l'unité 3 de la centrale Darlington. Après les travaux, l'exploitation de la centrale Darlington jusqu'en 2055 permettra d'éviter l'émission d'environ 300 millions de tonnes de GES sur sa durée de vie. Le projet de réfection de la centrale Darlington est l'un des plus importants projets d'infrastructure d'énergie propre au Canada.
Plan d'optimisation de l'exploitation de la centrale Pickering	OPG a poursuivi son travail visant à prolonger, de façon sécuritaire et fiable, les activités de la centrale Pickering jusqu'à la fin de 2025, sous réserve de l'approbation réglementaire par la CCSN. OPG estime que la poursuite de l'exploitation de la centrale sur sa durée de vie résiduelle permettra d'éviter l'émission d'environ 17 millions de tonnes de carbone.
Investissement dans le portefeuille de centrales hydroélectriques	OPG a poursuivi la réalisation de nombreux projets visant à augmenter sa capacité de production et à assurer l'exploitation continue, de manière sécuritaire et fiable du portefeuille de centrales hydroélectriques de la Société, une source d'énergie propre et renouvelable. Pour en savoir plus sur les principaux projets hydroélectriques d'OPG, se reporter à la rubrique <i>Activités de base et perspectives</i> sous <i>Excellence opérationnelle</i> et <i>Excellence des projets</i> .
Électrification et stockage de l'énergie	À la fin de 2020, le Ivy Charging Network, une société en commandite constituée entre 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, avait 23 stations de recharge et 50 bornes en exploitation partout dans la province, desservant une clientèle en croissance. Le Ivy Charging Network est le plus grand réseau de bornes de recharge rapide de la province et vise l'installation de 160 bornes de recharge d'ici la fin 2021, ce qui devrait remplacer environ 100 000 tonnes d'émission de carbone sur dix ans. Dans le cadre de sa stratégie de ressources énergétiques distribuées, OPG a mis en service sa première installation de stockage de batteries au lithium-ion de 4 MW exploitée en aval des compteurs d'un client industriel. OPG a également conclu des ententes officielles en vue de s'associer avec le ministère des Transports de l'Ontario dans le cadre de l'électrification de deux traversiers de la Province.
Acquisitions	OPG a acquis un portefeuille de centrales alimentées au gaz à cycle combiné en Ontario. La production d'électricité de ces actifs représente une composante importante pour assurer la fiabilité du réseau d'électricité de l'Ontario, permettant l'utilisation de sources intermittentes d'énergie renouvelable, comme l'énergie éolienne et l'énergie solaire. Dans la mesure où c'est faisable et économiquement réalisable, OPG cherchera des occasions de réduire les

émissions de GES de ces centrales. En outre, Eagle Creek a acquis une centrale hydroélectrique de 20 MW aux États-Unis.

Biodiversité	OPG continue d'investir dans des solutions naturelles afin d'atténuer l'incidence des changements climatiques et permettre l'élimination des émissions de GES de l'atmosphère. En 2020, OPG a planté 68 000 arbres et arbustes indigènes et créé environ 25 acres de prairies. En date des présentes, OPG a planté près de 7 millions d'arbres et créé 283 acres de prairies.
Collaboration nucléaire	OPG a ouvert son centre canadien pour une énergie nucléaire durable, à Pickering, en Ontario, afin de constituer une expertise de pointe dans le domaine du déclasserement de centrales nucléaires, en plus de proposer des solutions novatrices et durables pour traiter les matières nucléaires, le tout avec une attention particulière mise sur la réduction de l'empreinte environnementale. Le centre appuiera également les travaux en cours pour préparer le déclasserement futur de la centrale Pickering.
Financement	OPG a émis des obligations vertes additionnelles en vertu de son programme de billets à moyen terme en 2020, portant le total des émissions d'obligations vertes de la Société à 2,2 milliards de dollars et devenant le plus important émetteur d'obligations vertes au Canada. OPG est aussi devenue la première société du secteur canadien des services publics et de la production d'énergie à conclure une facilité de crédit assortie de cibles en matière de développement durable en 2020.

Surveillance des risques et des possibilités liés au climat

Le conseil d'administration (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 de la stratégie d'affaires à court et à long terme de la Société, notamment des questions liées au climat. La stratégie d'affaires à long terme tient compte d'un ensemble de scénarios de planification élaborés d'après un éventail d'hypothèses qualitatives portant sur les caractéristiques des changements climatiques et d'autres éléments clés du secteur de l'énergie. 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 en novembre 2020 dans le cadre du processus de planification stratégique de la Société. Le conseil reçoit des rapports d'avancement périodiques sur les principales mesures définies dans le plan en matière de changements climatiques.

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. 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*.

OPG a mis sur pied un comité directeur sur les questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable composé de membres de l'équipe de haute direction de l'entreprise ayant de l'expérience en environnement, en finance, en relation avec les parties prenantes et en gouvernance. Le comité assure la surveillance liée à l'identification et l'établissement des priorités concernant les risques et les possibilités liés au climat, et à leur prise en compte dans les plans d'affaires et stratégiques à long terme de la Société. Le comité fournit également des

directives quant à l'élaboration continue de mesures pour l'évaluation et la communication de l'information liée au climat considérée comme essentielle pour les investisseurs et les autres parties prenantes. Au besoin, le comité peut signaler les questions liées au climat au conseil.

Une structure de présentation réservée aux fins de la surveillance par le conseil des risques et des possibilités liés au climat est en cours d'élaboration, tout comme le processus de gouvernance visant à établir de manière officielle les responsabilités de la direction à l'égard des engagements dont il est question dans le plan en matière de changements climatiques d'OPG.

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 portant sur les questions environnementales, sociales et de gouvernance en vigueur pour le régime de retraite d'OPG, similaires aux principes régissant les Fonds distincts nucléaires. OPG continuera 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

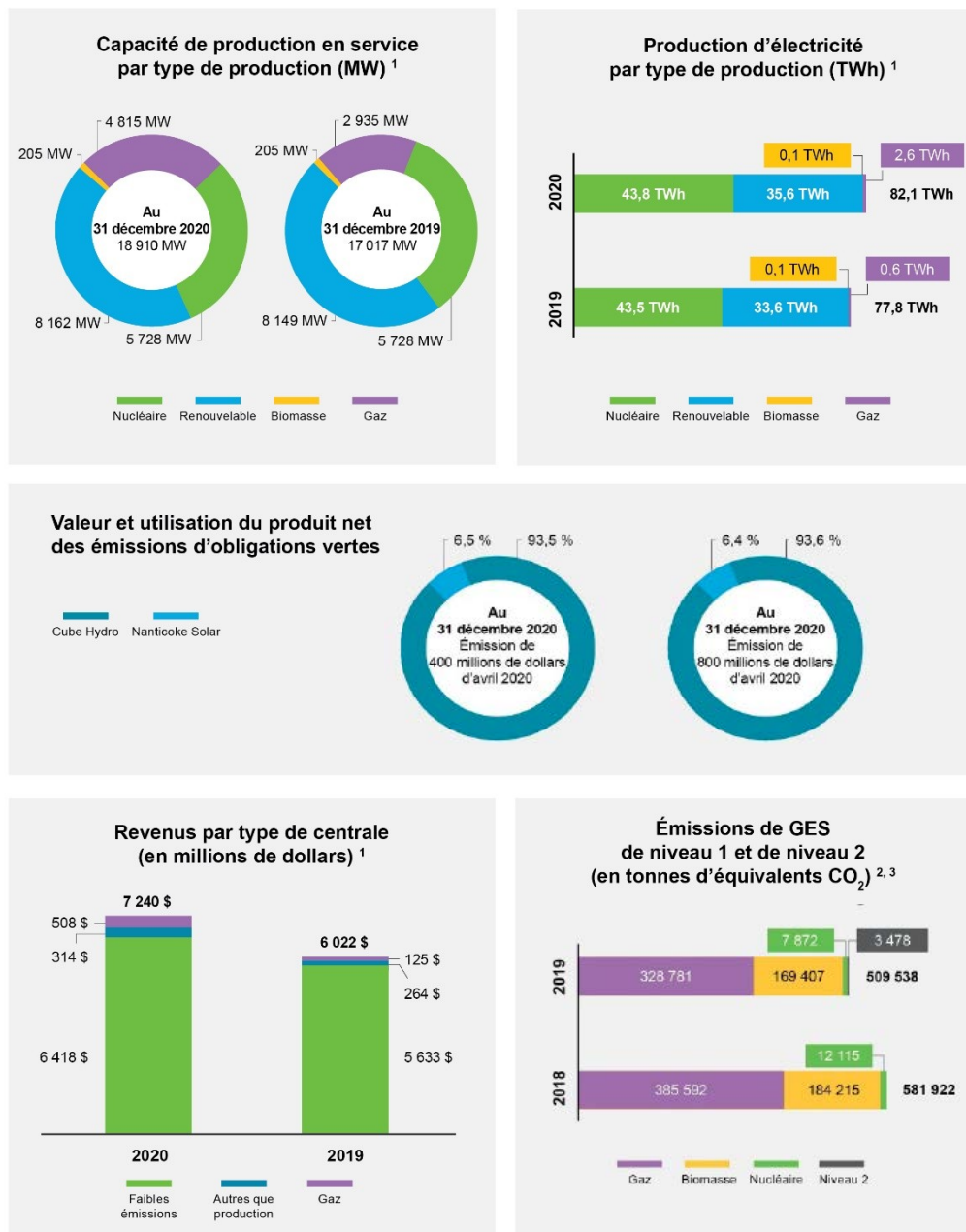
Au cours des dernières années, OPG a dû composer avec les conséquences des changements climatiques sur ses activités. Il est prévu que les risques physiques liés aux phénomènes météorologiques graves et aux paramètres climatiques changeants, notamment les tendances en matière de précipitations et leur 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 à 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 augmente la collecte de données et élabore des modèles afin de mieux comprendre l'ampleur des conséquences potentielles des changements climatiques sur l'entreprise et de cerner des occasions de croissance de la résilience. La Société a également élaboré une feuille de route pour l'intégration des 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 dans 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 environnementales, sociales, de gouvernance 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 présentaient 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 au diesel et au gaz naturel et les centrales alimentées au gaz naturel 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.
- ³ Aucune donnée n'est disponible pour les émissions de GES de niveau 2 de 2018.

Mesures en matière de changements climatiques

<i>Capacité de production en service par type de production</i>	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 toutes 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 2020, la capacité de production en service découlant de sources à faibles émissions de carbone est comparable à celle au 31 décembre 2019. La capacité en service des centrales alimentées au gaz a augmenté de plus de 1 800 MW en 2020, compte tenu de l'acquisition d'un portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel en avril 2020.
<i>Production d'électricité par type de production</i>	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 plus de 95 % de la production totale d'électricité d'OPG. La production d'électricité de sources à faibles émissions de carbone a augmenté en 2020 par rapport à 2019, ce qui rend surtout compte de la production pour un exercice complet de Cube Hydro aux États-Unis acquise en octobre 2019.
<i>Revenus par type de centrale</i>	Mesure de la partie du total des revenus d'OPG tirés de sources de production à faibles émissions de carbone. Les revenus de la production de sources à faibles émissions de carbone ont augmenté en 2020 par rapport à ceux de 2019, en raison surtout de la hausse des revenus du secteur Production nucléaire réglementée ainsi que des revenus pour un exercice complet de Cube Hydro acquise en 2019.
<i>Valeur et utilisation du produit net des émissions d'obligations vertes</i>	Mesure de la possibilité d'investissements dans l'énergie renouvelable et les infrastructures connexes et des projets financés au moyen du produit des émissions d'obligations vertes. En 2020, le produit net tiré de l'émission d'obligations vertes en avril 2020 a été entièrement affecté aux projets d'énergie renouvelable admissibles conformément au cadre de référence pour les obligations vertes d'OPG, soit l'acquisition de Cube Hydro et la construction de la centrale solaire Nanticoke de 44 MW qui a pris fin en mars 2019. Aux termes du cadre de référence pour les obligations vertes, le produit tiré des émissions d'obligation peut être affecté au refinancement de projets admissibles pour une période de 24 mois avant la date de l'émission. En 2020, la Société a publié son deuxième rapport annuel sur l'incidence des obligations vertes. Le rapport présente le cadre de référence pour les obligations vertes d'OPG et fournit de l'information sur l'utilisation du produit des émissions d'obligations vertes de juin 2018 et de janvier 2019. Le rapport se trouve sur le site Web de la Société à l'adresse www.opg.com
<i>Émissions de GES de niveau 1 – Directes et taux d'émissions atmosphériques</i>	La mesure des émissions de GES de niveau 1 détermine les émissions directes d'équivalents dioxyde de carbone (« éq. CO ₂ ») des activités thermiques et nucléaires d'OPG en Ontario, y compris la quote-part revenant à la Société des centrales alimentées au gaz naturel détenues en copropriété avant leur acquisition. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, 498 188 tonnes d'éq. CO ₂ (569 807 tonnes d'éq. CO ₂ en 2018) ont été émises par les activités thermiques, soit environ 98 % du total des émissions d'éq. CO ₂ d'OPG, les émissions restantes provenant des activités nucléaires. La baisse des émissions d'éq. CO ₂ en 2019 découlait surtout de la diminution de la production d'électricité de la centrale Brighton Beach et de Portlands Energy Centre.

Mesures en matière de changements climatiques

	Comme la quasi-totalité de l'électricité d'OPG était produite à partir de sources à faibles émissions de carbone en 2019, le taux d'émissions atmosphériques d'éq. CO₂ de la Société demeure relativement bas. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, OPG a émis en moyenne 6,5 grammes d'éq. CO₂ par kilowattheure (« kWh ») de sa production totale d'électricité (7,9 grammes par kWh en 2018), y compris la quote-part revenant à la Société des centrales alimentées au gaz naturel détenues en copropriété avant leur acquisition. L'information sur les émissions de GES de niveau 1 et le taux des émissions atmosphériques est publiée chaque année et les données pour 2020 seront disponibles au deuxième trimestre de 2021.
<i>Émissions de GES de niveau 2</i>	La mesure des émissions de GES de niveau 2 détermine les émissions indirectes d'éq. CO₂ de l'achat de production des fournisseurs de services publics. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, environ 3 478 tonnes d'éq. CO₂ ont été émises compte tenu des achats d'électricité de la Société. Les émissions de GES de niveau 2 d'OPG sont inférieures à 1 % par rapport à ses émissions de GES de niveau 1. L'information sur les émissions de GES de niveau 2 est publiée chaque année et les données pour 2020 seront disponibles au deuxième trimestre de 2021.

Égalité, diversité et inclusion

OPG s'engage à promouvoir l'égalité, 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, et tout un chacun est en mesure de réaliser son plein potentiel. OPG est d'avis que l'égalité, la diversité et l'inclusion sont des éléments essentiels pour se doter d'une main-d'œuvre novatrice, saine et engagée, et donc indispensables pour atteindre les objectifs stratégiques de la Société.

L'engagement de la Société envers l'égalité, la diversité et l'inclusion est soutenu par une stratégie d'entreprise et des programmes à l'échelle de l'entreprise, et il est renforcé grâce au Code de conduite professionnelle de la Société. Le conseil d'OPG, qui soutient la stratégie en matière d'égalité, de diversité et d'inclusion, cherche à intégrer encore davantage les principes et les résultats des mesures envers l'égalité, la diversité et l'inclusion dans les processus organisationnels et décisionnels. Grâce au soutien de ses employés, des collectivités et de ses partenaires, OPG continue à intégrer les principes et les pratiques d'égalité, de diversité et d'inclusion à l'entreprise comme suit :

- Égalité – S'assurer qu'OPG se conforme à la *Loi sur l'équité en matière d'emploi* (Canada), notamment une représentation accrue des quatre groupes désignés, à savoir les femmes, les Autochtones, les personnes racialisées et les personnes handicapées.
- Diversité – Soutenir une culture en milieu de travail qui valorise, attire, maintient et souligne les employés ayant une expérience, des compétences et des caractéristiques uniques.
- Inclusion – Faciliter l'intégration de tous les employés, et assurer une culture inclusive où chacun, peu importe ses différences, peut communiquer, se perfectionner et avoir un sentiment d'appartenance.

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

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

¹ Les données sur la représentation 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 2019, car les données sur la disponibilité sur le marché du travail de 2020 n'ont pas encore été publiées.

OPG continue à mettre en œuvre des politiques et pratiques concrètes visant à favoriser l'égalité, la diversité et l'inclusion et combler les lacunes en matière de représentation. Ces initiatives comprennent notamment la mise en place de programmes de mentorat ciblé, la formation sur les questions de l'égalité, de la diversité et de l'inclusion, et la création de groupes de ressources aux employés visant à soutenir les employés racialisés, les personnes handicapées et les membres de la communauté LGBTQ2S+. OPG prend également des mesures concrètes afin de favoriser l'égalité, la diversité et l'inclusion dans l'ensemble de l'industrie. En 2020, la Société a signé l'engagement des chefs d'entreprise de l'initiative BlackNorth, fourni des bourses à la Black Business and Professional Association et collaboré avec des entreprises du secteur nucléaire afin de lancer l'initiative Nuclear Against Racism, laquelle vise à promouvoir la sensibilisation à l'antiracisme et à lutter contre l'iniquité systémique. La Société continue également à soutenir les employés et les collectivités autochtones comme il est expliqué à la rubrique *Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable* sous *Relations avec les Autochtones*. OPG continuera à relever et 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 égalité 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 des membres de la haute direction. En 2018, OPG a élaboré une politique en matière de diversité et d'inclusion des membres du conseil d'administration, dans laquelle il est stipulé que l'égalité et la diversité sont essentielles pour attirer des administrateurs qualifiés et conserver un conseil hautement efficace. En 2019, OPG est devenue membre du groupe canadien Club 30 %, une campagne qui vise à ce que 30 % des sièges des conseils d'administration et des postes de haute direction au sein de la communauté d'affaires canadienne soient occupés par des femmes d'ici 2022. 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 2020, le conseil respectait, voire surpassait, ces cibles.

OPG continue d'appliquer les principes de l'égalité, de la diversité et de l'inclusion dans la planification de la relève et elle fait le suivi des mesures liées à la planification de la relève, et les contrôle, en vue d'assurer un bassin diversifié de candidats à des postes de la haute direction. Le comité de la rémunération, du leadership et de la gouvernance du conseil s'assure que les membres des groupes désignés sont approchés chaque fois qu'un siège se libère au conseil. La représentation des groupes désignés au sein du conseil et des membres de la haute direction s'établissait comme suit au 31 décembre 2020 :

Données sur la diversité des sexes	Femmes		Hommes		Total
Administrateurs indépendants	4	44 %	5	56 %	9
Représentation diversifiée d'administrateurs indépendants					> 50 %
Dirigeants ¹	6	33 %	12	67 %	18
Équipe de leadership de l'entreprise ²	5	36 %	9	64 %	14
Équipe de la haute direction ³	16	44 %	20	56 %	36

¹ Dirigeants d'une société, comme définis par la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario).

² 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.

³ 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.

Relations avec les Autochtones

OPG détient et exploite des actifs de production d'électricité dans le traité et les territoires traditionnels des Autochtones et a une politique formelle sur les relations avec les Autochtones qui régit les relations avec les collectivités autochtones. La Société s'engage 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. 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	2020	2019
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	315

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

De plus, en novembre 2020, le partenariat lié au microréseau d'énergie renouvelable d'OPG avec Kiashke Zaaging Anishinaabek (« KZA »), également connue sous le nom de Première Nation de Gull Bay, a été reconnu par l'ACÉ qui lui a décerné le prix Électricité durable pour son rôle de leader en matière de collaboration externe et de partenariat. Achievé en 2019, le microréseau permettra à la communauté de réduire son utilisation du diesel. Le 1^{er} mars 2021, une fois la période de surveillance du système terminée, la propriété du microréseau sera transférée à KZA.

En mars 2020, OPG, EPCOR Utilities Inc. et PCL Construction ont signé un protocole d'entente avec Minawshyn Development Corporation (« MDC »), une société détenue en propriété exclusive des collectivités des Premières Nations Matawa et Enterprise Canada Inc. pour déterminer et évaluer les projets potentiels de développement d'infrastructures communautaires avec les collectivités des Premières Nations Matawa du nord de l'Ontario. Le

protocole d'entente permettra à OPG de jouer un rôle de premier plan en développement en collaborant avec MDC pour explorer les solutions d'infrastructure qui profiteront à ses collectivités.

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 d'un plan visant à améliorer la sécurité du barrage de la rivière Mattagami, au moyen principalement du projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long. Tout au long du projet de réaménagement de la centrale Calabogie, OPG a consulté 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 et les Algonquins de la Première Nation Pikwakanagan ont signé des ententes de construction avec OPG qui décrivent les processus convenus pour leur participation. La consultation avec les collectivités des quatre Premières Nations visées par les Traités Williams se poursuit pour le réaménagement de la centrale Calabogie.

En 2020, dans le cadre du projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long, des contrats d'une valeur d'environ 22 millions de dollars ont été attribués à des entreprises et des coentreprises autochtones par voie d'un appel d'offres. Au 31 décembre 2020, le projet comptait 37 employés autochtones. Au 31 décembre 2020, le projet de réaménagement de la centrale Calabogie a embauché 9 travailleurs autochtones.

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 possible d'un petit réacteur modulaire à l'emplacement de la centrale Darlington dans le cadre de la demande de la Société portant sur le renouvellement du permis de préparation d'emplacement et de l'audience prévue devant la CCSN. OPG a également consulté ces collectivités sur les modifications qui seront apportées à la *Loi sur les pêches* du gouvernement fédéral.

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 2020, le programme de possibilités des Autochtones dans la production nucléaire a souligné sa troisième 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. En décembre 2020, le programme a atteint son objectif pour l'année de placer 20 personnes. Tout au long de 2020, OPG a également été l'hôte de présentations virtuelles quotidiennes de fournisseurs auxquelles ont participé des entreprises autochtones et l'équipe d'OPG affectée à l'approvisionnement portant sur des produits et services liés à la construction et au recrutement de personnel.

OPG met l'accent sur les possibilités de formation et les ressources d'apprentissage destinées aux employés pour qu'ils acquièrent les connaissances et les compétences nécessaires pour réaliser leurs tâches de façon à appuyer et à améliorer la politique sur les relations avec les Autochtones d'OPG. En 2020, OPG a lancé un nouveau module d'apprentissage en ligne sur les relations avec les Autochtones dans le cadre de la formation requise des employés.

La santé et la sécurité des collectivités autochtones continuent d'être une priorité pour OPG. OPG reconnaît que plusieurs collectivités autochtones sont particulièrement vulnérables face à des pandémies comme la COVID-19 et a pris des mesures pour soutenir la santé et la sécurité de ces collectivités durant l'actuelle pandémie. Ces mesures comprennent notamment de faire don de 10 000 visières imprimées en 3D au ministère de la Santé et des Soins de longue durée pour qu'ils soient distribués aux collectivités et aux organisations autochtones, d'aider les collectivités et les organisations autochtones à répondre aux besoins en matière de sécurité alimentaire dans la province et, par l'entremise d'un organisme sans but lucratif dévoué, de soutenir les enseignants dans la présentation de leur programme d'apprentissage en ligne destiné aux enfants des collectivités autochtones du Nord.

Pour sa participation au Programme des relations autochtones progressistes (« PAR ») du Conseil canadien pour le commerce autochtone, OPG reçoit une distinction Argent. La certification confirme qu'OPG s'est dotée des meilleures pratiques nationales et a fait preuve de son engagement en matière de relations avec les Autochtones. OPG s'engage à obtenir la distinction Or dans le cadre du PAR et prépare une demande à cet égard qui sera déposée en avril 2021.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

Au 31 décembre 2020, OPG comptait les cinq secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique visée par contrat et autre
- Production au gaz visée par contrat

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 et de la prestation de services auxiliaires au réseau d'électricité fournis par les centrales nucléaires exploitées par OPG.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée 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, à la mise hors service 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 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 Gestion des déchets nucléaires réglementée, OPG comptabilise une charge intersectorielle entre les secteurs Production nucléaire réglementée et Gestion des déchets nucléaires réglementée. L'incidence de cette charge intersectorielle est éliminée dans les états des résultats et les bilans consolidés.

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée est considéré comme réglementé parce que les coûts liés aux passifs nucléaires sont inclus dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés l'électricité produite par les installations nucléaires réglementées Darlington et Pickering d'OPG.

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. Une majorité de 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.

Production au gaz visée par contrat

Le secteur Production au gaz visée par contrat exerce ses activités en Ontario, notamment la production et la vente d'électricité émanant du portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel à cycle combiné de la Société. Toutes les centrales prises en compte dans le 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.

ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

Production nucléaire réglementée

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2020	2019
Production d'électricité (TWh)	43,8	43,5
Revenus	4 574	3 831
Charges liées au combustible	295	299
Marge brute	4 279	3 532
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 337	2 201
Impôts fonciers	25	25
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement	1 917	1 306
Amortissement	823	674
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	1 094	632

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a augmenté de 462 millions de dollars en 2020 en regard de celui de 2019.

L'augmentation du bénéfice est surtout attribuable à la hausse du tarif réglementé de base approuvée par la CEO en 2020, ce qui a fait augmenter les revenus de 357 millions de dollars, et à la hausse du montant de 289 millions de dollars inscrit dans le compte de report lié au nivellement des tarifs pour l'exercice aux fins de recouvrement futur. L'augmentation du bénéfice rend également compte de la hausse des revenus de 92 millions de dollars attribuable à

l'avenant tarifaire visant le recouvrement des manques à gagner de la période intermédiaire qui avait été autorisé par la CEO pour la période du 1^{er} juin 2017 au 28 février 2018.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur ont augmenté de 136 millions de dollars en 2020, par rapport à celles de 2019, comme prévu, principalement en raison de l'augmentation des dépenses liées au projet afin de répondre aux engagements réglementaires en soutien à l'exploitation continue de la centrale Pickering jusqu'aux dates de fin de vie prévues, et pour le projet de réfection de la centrale Darlington.

L'augmentation de l'amortissement en 2020, en regard de 2019, est principalement attribuable à l'amortissement de dépenses pour des immobilisations qui ont été mises en service une fois la réfection de l'unité 2 de la centrale Darlington terminée et d'autres nouveaux actifs mis en service, et à la hausse des montants comptabilisés à titre de remboursement à la clientèle par l'entremise des comptes réglementaires. Les montants d'amortissement plus élevés comptabilisés à titre de remboursement à la clientèle, ainsi que les montants plus élevés remboursables à la clientèle comptabilisés à titre d'intérêts débiteurs, montant net, et de charge d'impôts ont trait aux montants recouverts grâce aux tarifs réglementés de base pour la production nucléaire et comptabilisés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs au titre de l'investissement d'OPG dans la réfection de l'unité 2 qui a été remise en service plus tôt que la date prévue du 4 juin 2020. Ces montants remboursent partiellement à la clientèle les augmentations des revenus attribuables à la hausse des tarifs réglementés de base et les montants comptabilisés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs en 2020.

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

	2020	2019
Jours d'interruption planifiée		
Centrale Darlington ¹	48,9	89,2
Centrale Pickering	462,4	241,9
Jours d'interruption non planifiée		
Centrale Darlington ¹	26,4	52,6
Centrale Pickering	67,1	35,6

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.

En 2020, le nombre de jours d'interruption planifiée à la centrale Darlington a diminué par rapport à 2019, en raison surtout du report de l'interruption planifiée de l'unité 1 de la centrale Darlington, de l'automne 2020 au début de 2021, et du calendrier de maintenance cyclique de la centrale en 2019, le tout contrebalancé en partie par l'interruption planifiée de l'unité 3 pour le remplacement d'un canal de combustible qui a été menée à terme au troisième trimestre de 2020. Le nombre plus élevé de jours d'interruption planifiée à la centrale Pickering en 2020 par rapport à 2019 s'explique par le calendrier de maintenance cyclique de la centrale ainsi que par d'autres travaux prévus de maintenance et de réparation.

Le nombre moins élevé de jours d'interruption non planifiée à la centrale Darlington en 2020 par rapport à 2019 s'explique surtout par les interruptions pour effectuer de façon sécuritaire des réparations au second semestre de 2019. Le nombre de jours d'interruption non planifiée à la centrale Pickering a augmenté en 2020 en raison surtout des interruptions pour des travaux de réparation sur le système de turbines et les systèmes auxiliaires de la centrale.

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

	2020	2019
Facteur de capacité des unités de production (%) ¹		
Centrale Darlington	93,1	87,4
Centrale Pickering	76,3	87,6

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 augmenté en 2020, en regard de 2019, compte tenu surtout du nombre moins élevé de jours d'interruption planifiée et non planifiée. Le facteur de capacité des unités de production de la centrale Pickering a diminué en 2020, en regard de 2019, compte tenu surtout du nombre plus élevé de jours d'interruption planifiée.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

(en millions de dollars)	2020	2019
Revenus	134	144
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	134	144
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires	1 041	1 007
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(928)	(894)
Perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices	(113)	(113)

La perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur s'est établie à 113 millions de dollars en 2020 et en 2019.

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 en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2017. Étant donné que le Fonds distinct de déclassement et le Fonds pour combustible irradié étaient surcapitalisés en 2020 et en 2019, 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. 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 le plus récent 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*.

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.

Production hydroélectrique réglementée

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2020	2019
<i>Production d'électricité (TWh)</i>	30,3	30,5
Revenus ¹	1 548	1 517
Charges liées au combustible	347	336
Marge brute	1 201	1 181
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	324	336
Impôts fonciers	1	1
Autres pertes	2	1
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement	874	843
Dotations aux amortissements	214	224
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	660	619

¹ Pour 2020 et 2019, 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 5 millions de dollars et 6 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 41 millions de dollars en 2020 en regard de celui de 2019.

L'augmentation des bénéfices est surtout attribuable à la hausse des revenus qui reflète l'accroissement du tarif réglementé de base approuvé par la CEO en décembre 2019, en vertu d'un ajustement annuel de la formule en vigueur le 1^{er} janvier 2020, et à la baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en raison du report de certains travaux prévus de maintenance et de certains projets au plus fort de la pandémie de COVID-19 au deuxième trimestre de 2020.

La diminution des avenants tarifaires liés au recouvrement des soldes des comptes réglementaires en vigueur en 2020 a contrebalancé en partie la hausse des revenus du secteur. Cette baisse des revenus a été contrebalancée en grande partie par une baisse correspondante de l'amortissement liée à ces soldes.

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

	2020	2019
Disponibilité hydroélectrique (%) ¹	88,2	86,6

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

En 2020, la disponibilité hydroélectrique a augmenté, comparativement à 2019, en raison surtout du nombre moins élevé de jours d'interruption planifiée aux centrales hydroélectriques réglementées, la Société ayant reporté certains travaux prévus de maintenance et certains projets au plus fort de la pandémie de COVID-19 au deuxième trimestre de 2020, et en partie en raison du nombre moins élevé de jours d'interruption non planifiée du portefeuille de centrales hydroélectriques.

Production hydroélectrique visée par contrat et autre

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2020	2019
Production d'électricité (TWh)	5,4	3,2
Revenus	660	615
Charges liées au combustible	46	42
Marge brute	614	573
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	233	216
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	7	6
Impôts fonciers	18	14
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	(1)	(1)
Autres pertes (gains)	9	(3)
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement	348	341
Amortissement	149	121
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	199	220

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a diminué de 21 millions de dollars en 2020 en regard de celui de 2019.

La diminution du bénéfice du secteur a découlé principalement de la baisse des bénéfices des activités aux États-Unis, compensée en partie par la hausse des bénéfices des centrales thermiques et solaires visées par contrat en Ontario. La baisse des bénéfices provenant des activités aux États-Unis reflète surtout l'incidence du recul des tarifs d'électricité sur les marchés de gros. La hausse des bénéfices des centrales thermiques et solaires visées par contrat en Ontario rend compte de la baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et de la hausse des revenus tirés de la centrale solaire. Les centrales hydroélectriques ontariennes visées par des CAE avec la SIERE continuent de contribuer à la stabilité des bénéfices du secteur.

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 :

	2020	2019
Disponibilité hydroélectrique (%) ^{1, 2}	86,2	77,0
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques (%) ²	5,3	2,6

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*.

En 2020, la disponibilité hydroélectrique a augmenté, comparativement à 2019, en raison surtout du nombre moins élevé de jours d'interruption planifiée aux centrales Lower Mattagami du nord-est de l'Ontario, y compris le report de travaux prévus de maintenance et d'activités des projets au plus fort de la pandémie de COVID-19 au deuxième trimestre de 2020.

Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques en 2020 a augmenté par rapport à celui de 2019, du fait principalement du nombre plus élevé de jours d'interruption non planifiée pour des travaux de maintenance et de réparation à la centrale Lennox au deuxième semestre de l'exercice.

Production au gaz visée par contrat

<i>(en millions de dollars)</i>	2020	2019
<i>Production d'électricité (TWh)</i>	2,6	0,6
Revenus	405	22
Charges liées au combustible	89	-
Marge brute	316	22
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	43	4
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	1	-
Impôts fonciers	2	-
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	(10)	(39)
Autres pertes	1	-
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement	279	57
Dotation aux amortissements	82	6
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	197	51

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a augmenté de 146 millions de dollars en 2020 en regard de celui de 2019. L'augmentation découle surtout de l'acquisition des centrales Napanee et Halton Hills, ainsi que de la participation résiduelle de 50 % dans la centrale Portlands Energy Centre le 29 avril 2020.

La quote-part du bénéfice découlant de la copropriété de la centrale Portlands Energy Centre et de la centrale Brighton Beach d'OPG respectivement avant l'acquisition des participations résiduelles de 50 % dans ces centrales les 29 avril 2020 et 30 août 2019 est présentée à titre de revenus pour le secteur tirés des participations résiduelles dans des entités sous influence notable pour les périodes correspondantes.

Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques des actifs du secteur Production au gaz visée par contrat s'est établi comme suit :

	2020	2019
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques (%) ¹	4,9	0,1

¹ Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques reflète la fiabilité d'une unité de production aux centrales alimentées au gaz naturel à cycle combiné d'OPG pour les périodes au cours desquelles la Société les détenait en propriété exclusive. Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques est défini à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR*.

Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques de 2019 reflète le rendement de la centrale Brighton Beach après qu'elle est devenue la propriété exclusive de la Société le 30 août 2019. Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques de 2020 reflète de plus le rendement des centrales Napanee, Halton Hills et Portlands Energy Centre après qu'elles sont devenues la propriété exclusive de la Société le 29 avril 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 et aux Fonds distincts nucléaires; 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 2020 et 2019 ont été comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2020	2019
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions au début de l'exercice	498	313
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 824	2 606
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(4 579)	(3 279)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	1 974	854
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et la trésorerie soumise à restrictions	8	4
Augmentation nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	227	185
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de l'exercice	725	498

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 2020 ont augmenté de 1 300 millions de dollars par rapport à ceux de 2019. L'augmentation découle principalement de l'acquisition d'un portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel en avril 2020, contrebalancée en partie par l'acquisition de Cube Hydro en octobre 2019. L'augmentation a également été contrebalancée en partie par l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans la centrale Brighton Beach en août 2020 et par la baisse des investissements dans les autres immobilisations corporelles en 2020 en raison surtout de l'achèvement du projet de réfection de la centrale Darlington.

Activités de financement

Au 31 décembre 2020, l'encours de la dette à long terme s'établissait à 9 332 millions de dollars, y compris une tranche de 439 millions de dollars échéant à moins d'un an. L'encours de la dette à court terme au 31 décembre 2020 s'établissait à 1 050 millions de dollars.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 ont augmenté de 1 120 millions de dollars comparativement à ceux de 2019. L'augmentation est principalement attribuable au montant plus élevé d'émissions de dette à long terme et à l'augmentation du montant net des émissions de dette à court terme en 2020, contrebalancés en partie par la hausse du remboursement de dette à long terme en 2020.

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

(en millions de dollars)		Montant
Facilités bancaires :		
Siège social		1 000
Siège social	\$ US	750
Emprunt à terme ¹		600
Lower Mattagami Energy Limited Partnership ²		400
Eagle Creek ³	\$ US	30
Facilité conclue avec la SFIEO ¹		300

¹ Représente les montants disponibles en vertu des facilités, déduction faite des émissions de dette.

² Une lettre de crédit de 55 millions de dollars était en cours au 31 décembre 2020 en vertu de cette facilité.

³ Représente les facilités de crédit conclues par les filiales américaines en propriété exclusive d'Eagle Creek.

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

(en millions de dollars)	2020	2019
Lower Mattagami Energy Limited Partnership	131	114
Papier commercial	919	50
	1 050	164
Lettres de crédit	607	556
Garanties	4	80

Au 31 décembre 2020, des lettres de crédit d'un total de 607 millions de dollars avaient été émises (556 millions de dollars en 2019). Au 31 décembre 2020, ce montant comprenait une tranche de 428 millions de dollars à l'égard des régimes de retraite complémentaires, une tranche de 58 millions de dollars à l'égard d'Eagle Creek et de ses filiales, une tranche de 55 millions de dollars à l'égard de Lower Mattagami Energy Partnership, une tranche de 43 millions de dollars aux fins générales du siège social, une tranche de 16 millions de dollars à l'égard d'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 :

(en millions de dollars)	2020	2019
Billets à payer à la SFIEO	2 875	3 135
Billets à moyen terme à payer	3 850	2 250
Financement de projets	2 591	2 823
Autres	25	25
	9 341	8 233

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.

D'autres renseignements sur la dette à long terme de la Société figurent à la note 10 des états financiers consolidés audités de 2020 d'OPG.

Capital-actions

Aux 31 décembre 2020 et 2019, 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 2020 et 2019, 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 2020 se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	2021	2022	2023	2024	2025	Par la suite	Total
Ententes d'achat de combustible	156	128	106	46	34	18	488
Cotisations au régime de retraite agréé d'OPG ¹	190	193	-	-	-	-	383
Remboursement sur la dette à long terme	439	206	73	616	579	7 428	9 341
Intérêt sur la dette à long terme	344	330	322	312	299	4 525	6 132
Remboursement sur la dette à court terme	1 050	-	-	-	-	-	1 050
Engagements liés à la réfection de la centrale Darlington ²	220	-	-	-	-	-	220
Permis d'exploitation	45	46	47	48	49	50	285
Obligations en vertu de contrats de location simple	11	10	7	6	4	16	54
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer	1 065	-	-	-	-	-	1 065
Autres	105	33	13	13	12	90	266
Total	3 625	946	568	1 041	977	12 127	19 284

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} janvier 2020. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être en date du 1^{er} janvier 2023 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 2022 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 à l'heure actuelle de verser des cotisations globales dans les Fonds distincts nucléaires. Des cotisations pourraient être requises dans l'avenir si les Fonds distincts nucléaires étaient sous-capitalisés au moment de la mise à jour du prochain plan de référence de l'ONFA, qui devrait être terminée à la fin de 2021. 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 2020, OPG et ses filiales en propriété exclusive comptaient environ 9 200 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 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 2020. Sont membres de ce syndicat les opérateurs de centrales, les techniciens, les ouvriers qualifiés, les employés de bureau et le personnel de sécurité. La convention collective en vigueur entre PWU et OPG vient à échéance le 31 mars 2021. En janvier 2021, le renouvellement d'une convention d'un an venant à échéance le 31 mars 2022 a été ratifié par les membres du syndicat de PWU. De plus, deux conventions collectives conclues entre PWU et Atura Power pour les centrales Brighton Beach et Portlands Energy Centre viennent à échéance respectivement le 16 novembre 2021 et le 31 décembre 2022.
- Society of United Professionals (« Society ») – Ce syndicat représente environ 2 950 employés à temps plein et temporaires d'OPG, soit environ 32 % de l'effectif permanent d'OPG en Ontario au 31 décembre 2020. Sont membres de ce syndicat les superviseurs, les ingénieurs, les scientifiques et autres professionnels. La convention collective en vigueur entre la Society et OPG arrive à échéance le 31 décembre 2021.

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, y compris les conventions renouvelées par l'entremise de l'EPSCA à leur échéance le 30 avril 2020. 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.

FAITS SAILLANTS DU BILAN

La rubrique qui suit présente d'autres faits saillants de la situation financière consolidée audité de 2020 d'OPG établis d'après les principales données du bilan aux 31 décembre.

<i>(en millions de dollars)</i>	2020	2019
Immobilisations corporelles – montant net L'augmentation découle principalement de l'acquisition d'un portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel en avril 2020, des dépenses d'investissement pour le projet de réfection de la centrale Darlington et d'autres projets d'investissement. L'augmentation a été en partie contrebalancée par l'amortissement.	29 810	26 047
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.	19 096	18 292
Dette à long terme <i>(tranche à court terme et tranche à long terme)</i> L'augmentation est principalement attribuable à l'émission d'obligations vertes de 1 200 millions de dollars et d'autres de billets de premier rang de 400 millions de dollars en vertu du programme de billets à moyen terme et de billets de premier rang de 400 millions de dollars à payer à la SFIEO, déduction faite du remboursement de dette.	9 332	8 226
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets L'augmentation découle principalement de la charge de désactualisation, soit l'augmentation de la valeur actuelle de l'obligation pour refléter le passage du temps, contrebalancée en partie par les dépenses liées aux activités d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires.	22 947	22 081
Passifs au titre des régimes de retraite L'augmentation s'explique principalement par la réévaluation des passifs à la fin de 2020 pour tenir compte de la baisse des taux d'actualisation.	5 005	3 568

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 20 des états financiers consolidés audités de 2020 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 2020 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. Le 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 réception des commentaires prenant fin le 30 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, du Développement du Nord et des Mines 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.

Depuis le 1^{er} novembre 2014, la CEO limite 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. Le rapport de la CEO ainsi que sa décision de décembre 2017 et l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 sur les nouveaux tarifs réglementés d'OPG en vigueur le 1^{er} juin 2017 exigent qu'OPG continue de comptabiliser les écarts entre les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite à payer et les paiements au comptant 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.

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.

De l'avis de la Société, les décisions de la CEO de novembre 2014 et de décembre 2017 concernant les demandes de tarifs réglementés d'OPG ne constituent pas une modification de la méthode de recouvrement au moyen des tarifs des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG. Compte tenu du fondement de ces décisions, du rapport ultérieur de la CEO qui a 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 de l'approbation de la décision et de l'ordonnance de février 2019 de la CEO, la Société continue de penser 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 seront inclus dans les tarifs réglementés futurs. De même, la Société continue de penser qu'il y a une probabilité suffisante que seront recouverts les montants comptabilisés après le 31 décembre 2017 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, sous réserve de l'approbation future de la CEO. 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.

Avec prise d'effet le 31 décembre 2020, OPG a réévalué les hypothèses comptables sur les fins de vie de la centrale Pickering, prolongeant la durée de vie utile estimative des unités 1 et 4 pour faire passer leur date de fin de vie du 31 décembre 2022 au 30 septembre 2024 et au 31 décembre 2024 respectivement, conformément au plan d'optimisation des activités de la Société à l'égard de la centrale. La réévaluation rend compte de l'achèvement d'évaluations techniques et d'inspections en cas de pannes qui ont fourni un degré de confiance suffisant quant à la

bonne condition des principales composantes de la centrale. La modification ne devrait pas avoir d'incidence importante sur le bénéfice net en 2021, puisque son incidence sur les charges devrait être largement contrebalancée par les comptes réglementaires autorisés par la CEO, y compris un nouveau compte de report proposé par OPG dans le cadre d'une demande présentée en décembre 2020 à l'égard de nouveaux tarifs réglementés. Dans l'attente d'une décision finale, la CEO a rendu une ordonnance en janvier 2021 établissant le compte de report proposé à titre provisoire afin de permettre à OPG de commencer à comptabiliser les montants dans le compte à partir du 1^{er} janvier 2021.

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.

Selon l'actuel plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, OPG n'est pas tenue à l'heure actuelle de verser des cotisations globales dans le Fonds distinct pour combustible irradié ou le Fonds distinct de déclassement. Avant 2017, OPG versait des cotisations trimestrielles dans le Fonds distinct pour combustible irradié et a versé une cotisation

spéciale ponctuelle au cours des premières années, selon les exigences de l'ONFA. Ces cotisations tenaient compte des exigences de capitalisation de la majorité des obligations sous-jacentes au titre du combustible nucléaire irradié de l'ONFA d'ici la fin de la vie utile estimée initialement pour les centrales nucléaires et présumée dans l'ONFA, de sorte que les cotisations dans le Fonds distinct pour combustible irradié ont été considérablement plus élevées au cours des premières années d'existence d'OPG. OPG n'a pas été tenue de verser des cotisations dans le Fonds distinct de déclassement, qui a été pleinement capitalisé à sa création au moyen des cotisations initiales versées par la SFIEO et, compte tenu du rendement des actifs du fonds et des modifications apportées aux obligations de capitalisation sous-jacentes au fil du temps, à la date de chaque plan de référence subséquent approuvé en vertu de l'ONFA. Des cotisations à l'un des deux fonds, ou les deux, pourraient être requises éventuellement si les fonds sont sous-capitalisés au moment de la préparation d'un nouveau plan de référence.

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 sous-jacent plus élevé, ou si le montant de la sous-capitalisation 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 2,23 premiers 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 la période 2021 à 2022 continuera d'être satisfaite selon la juste valeur de marché prévue des Fonds distincts nucléaires, sans exigence de garantie provinciale.

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 la période de 2021 à 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 bénéfices. 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 2020, la perte actuarielle nette non amortie et les crédits 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 5 593 millions de dollars (3 950 millions de dollars au 31 décembre 2019). La perte actuarielle nette non amortie et les crédits des services passés non amortis aux 31 décembre s'établissaient comme suit :

	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
(en millions de dollars)	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Gain actuariel net non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	(180)	(190)	-	-	-	-
Perte actuarielle nette non amortissable en raison de l'utilisation du corridor	1 999	1 813	43	39	327	224
Perte actuarielle nette amortissable	3 223	1 994	116	88	83	2
Perte actuarielle nette non amortie	5 042	3 617	159	127	410	226
Crédits des services passés non amortis	-	-	-	-	(18)	(20)

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 2020 était d'environ 2,6 %. Il s'agit d'une baisse par rapport au taux d'actualisation d'environ 3,1 % utilisé pour calculer les obligations au 31 décembre 2019.

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 septembre 2020, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2020. 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 hypothèses et données démographiques mises à jour au 1^{er} janvier 2020, conformément à la nouvelle évaluation actuarielle du régime de retraite agréé, OPG a également procédé, en 2020, 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 2020, reflétant les hypothèses appropriées aux fins comptables au 31 décembre 2020.

Le déficit du régime de retraite agréé, aux fins comptables, a augmenté, passant de 3 198 millions de dollars au 31 décembre 2019 à 4 595 millions de dollars au 31 décembre 2020. Cette augmentation s'explique principalement par la réévaluation des obligations au titre des prestations à la fin de 2020 pour tenir compte de la baisse des taux d'actualisation.

Les obligations projetées au titre des prestations d'avantages complémentaires de retraite ont augmenté, passant de 3 203 millions de dollars au 31 décembre 2019 à 3 513 millions de dollars au 31 décembre 2020. Cette augmentation s'explique principalement par la réévaluation des obligations au titre des prestations à la fin de 2020 pour tenir compte de la baisse 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 2020, 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 %	(36)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	36	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(56)	(1)	(2)
Diminution de 0,25 %	60	1	3
Inflation ²			
Augmentation de 0,25 %	109	1	1
Diminution de 0,25 %	(102)	(1)	-
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	25	4	1
Diminution de 0,25 %	(24)	(3)	-
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	71
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(29)

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 à la mise hors service d'immobilisations

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. 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 à la mise hors service 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 à l'assèchement et au déchargement du combustible ne font pas partie des obligations d'OPG liées à la mise hors service 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 rendent compte d'une installation destinée à un dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité dont OPG a proposé la construction sur des terrains adjacents à l'installation de gestion des déchets Western à Kincardine, en Ontario, et exploitée par la Société. Puisque la communauté de la Nation Ojibway Saugeen a voté, le 31 janvier 2020, contre la proposition de dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité à ce site et en raison de l'annulation du projet qui en a découlé, OPG a amorcé un processus d'évaluation d'autres solutions possibles pour la gestion sécuritaire à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité et d'évaluation de l'incidence potentielle connexe des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. En raison des incertitudes entourant les solutions de remplacement potentielles et l'estimation de leur coût à l'heure actuelle, notamment de facteurs indépendants de la volonté de la Société, aucun ajustement des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations n'a été comptabilisé en raison du vote de la communauté de la Nation Ojibway Saugeen. OPG continuera d'évaluer les hypothèses et les estimations de coûts sous-jacentes sur la base de l'information disponible. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique *Activités de base et perspectives* sous *Excellence des projets*.

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'examens 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, 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.

Aux fins du calcul des passifs nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2020, 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 2020, les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actuelle s'établissaient à 22 621 millions de dollars (21 787 millions de dollars au 31 décembre 2019). Au 31 décembre 2020, les flux de trésorerie non actualisés à l'égard des dépenses devant être engagées par OPG au titre des passifs nucléaires en dollars de 2020 se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	2021	2022	2023	2024	2025	Par la suite	Total
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires ¹	494	406	410	424	552	42 901	45 187

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 326 millions de dollars au 31 décembre 2020 (294 millions de dollars au 31 décembre 2019). 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 399 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.

Pandémie de COVID-19

La Société continue de suivre de près 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 essentielles et ses principaux projets. Des incertitudes importantes demeurent quant à l'évolution de la pandémie, notamment quant aux taux de transmission dans les collectivités où OPG exerce des activités, à la disponibilité et à la distribution des vaccins, et aux conséquences possibles des mutations du virus. Les nombreux risques liés à la COVID-19 comprennent : la santé et la sécurité des employés, la perturbation de la chaîne d'approvisionnement, l'incidence du ralentissement économique sur la pérennité des entrepreneurs, fournisseurs et partenaires de projet, et un retard de la reprise des prix de gros au comptant de l'électricité dans les marchés américains, qui ont reculé.

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 dont il est davantage question à la rubrique *Faits nouveaux importants* sous *Réponse à la pandémie de COVID-19*, OPG a instauré un centre de gestion des communications 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 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.

	La Société continuera de surveiller et, si nécessaire, d'ajuster les stratégies afin de minimiser l'incidence de la pandémie sur l'organisation.
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.
Relations de travail	Au 31 décembre 2020, environ 85 % 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 2021. En janvier 2021, le renouvellement d'une convention d'un an venant à échéance le 31 mars 2022 a été ratifié par les membres du syndicat de PWU. 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 2021 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.
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. La mise hors service 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.

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 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 cyberespace. 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
- 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

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

Gestion des déchets
nucléaires

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.

La manipulation, l'entreposage et l'élimination du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible et de moyenne activité générés par la production d'électricité nucléaire exposent OPG à différents risques, qui sont gérés conformément aux exigences réglementaires applicables.

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 les volumes de matières irradiées de faible activité, OPG met en œuvre des stratégies de réduction et de traitements améliorées. OPG évalue également d'autres solutions pour la gestion sécuritaire à long terme des déchets de faible et de moyenne activité et suivra l'évolution d'une stratégie intégrée pour la gestion à long terme de tous les déchets irradiés au Canada, stratégie élaborée par la SGDN à la demande du gouvernement fédéral. 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.

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 en vue d'une date de mise en service en 2043 au plus tôt.

Condition des actifs
et variabilité de
la production

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 :

- 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.

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 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, y compris le projet de réfection de la centrale Darlington. La Société devra notamment poursuivre ses programmes de planification de la relève, de développement du leadership et de gestion du savoir afin de s'assurer d'une main-d'œuvre 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 dans les besoins en personnel anticipés 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. Des contraintes législatives liées à la rémunération, comme le Cadre de rémunération, le <i>Règlement de l'Ontario 406/18</i> en vertu de la <i>Loi de 2014 sur la rémunération des cadres du secteur parapublic</i>, qui impose un gel du salaire de base de dirigeants désignés dans le secteur parapublic de l'Ontario, continuent de présenter des défis à la capacité d'OPG d'attirer et de maintenir en poste le talent requis.
Environnement	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>.
Changements climatiques et phénomènes météorologiques extrêmes	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 des bas niveaux des cours d'eau à la fin de l'été. Ces phénomènes météorologiques extrêmes 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.

Pour en apprendre davantage sur les mesures prises par OPG face aux conséquences des changements climatiques, se reporter à la rubrique *Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable*.

Production hydroélectrique Les centrales hydroélectriques d'OPG sont exposées aux risques associés aux conditions de débits d'eau et de production de base excédentaire en Ontario.

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 en Ontario, 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.

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 OPG à réduire la production hydroélectrique. Un compte d'écarts 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 aux rubriques *Risques liés au maintien de la vigueur financière – Réglementation des tarifs*, *Risques liés au maintien de*

la vigueur financière – Marché de l'électricité et Risques liés au maintien de la vigueur financière – 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 légales et réglementaires. 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 sont en place et soutiennent 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 dépenses en capital 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 court un risque financier et un risque de réputation si les coûts réels de la réfection de la centrale Darlington dépassaient le budget ou si elle ne respectait pas l'échéancier du projet. 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. L'incapacité de remettre en état les unités comme prévu pourrait inciter la Province à annuler les activités de réfection subséquentes de l'unité. OPG a mis en place un programme misant sur l'expérience acquise lors de la réfection de l'unité 2 de la centrale Darlington 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 ceux associés aux travaux de réfection de l'unité 3 et à la planification des travaux de réfection des unités subséquentes. Parmi les principaux risques, on compte notamment : • 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*. Pour plus de renseignements sur les mesures prises par OPG pour faciliter la gestion du risque de perturbations du projet attribuables à la pandémie de COVID-19, consulter la rubrique *Faits nouveaux importants* sous *Réponse à la pandémie de COVID-19*.

Pour réduire ces risques, OPG recourt à un processus rigoureux pour évaluer les possibilités d'investissement qui comprend un contrôle préalable détaillé et des évaluations des risques opérationnels et techniques ainsi que des évaluations de l'adéquation financière et stratégique. De plus, OPG confie à des tiers experts le soin d'évaluer les acquisitions potentielles. OPG a également mis en place un processus bien établi d'intégration des acquisitions, notamment le maintien d'une communication ouverte et transparente avec les sociétés acquises afin de favoriser le dynamisme des sociétés et la fidélisation des employés d'un bout à l'autre du processus.

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.

Risques liés au maintien de la vigueur financière

Les risques liés 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 déclassé 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 août 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.

La Société continue de surveiller et d'évaluer les mesures prises par le gouvernement du Canada pour atteindre des émissions nettes nulles de GES d'ici 2050, notamment l'élaboration d'une législation en vue de respecter cet objectif et tout changement à la tarification du carbone en vertu de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* (« LTPGES ») en vue d'accélérer la décarbonisation. 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 :

- au moment de fixer les tarifs réglementés, la CEO apportait des changements aux prévisions soumises par OPG;
- 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 différaient 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 déclasserement des centrales nucléaires;
- la gestion à long terme du combustible en excédent des 2,23 premiers 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'écarts 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 les 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.

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.

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, en est à sa dernière étape de conception avancée. Pour la SIERE, l'objectif du programme de renouvellement du marché est d'améliorer la tarification, le calendrier et l'approvisionnement de l'électricité afin de répondre au besoin du réseau d'électricité et de ses participants de façon fiable, transparente et efficace, à faible coût. 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. Compte tenu de l'incertitude associée à la conception définitive et à la mise en œuvre du programme, OPG a l'intention de déposer une demande distincte auprès de la CEO afin d'examiner, au besoin, toute incidence liée aux mécanismes de revenus sur les activités réglementées d'OPG lorsque la SIERE aura terminé la conception détaillée du programme.
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 <i>Loi sur les sociétés par actions</i> (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 prises par la Province pour atténuer l'incidence de la hausse des tarifs d'électricité sur les consommateurs ontariens.
Stratégie d'acquisition et de croissance	Il existe des risques d'exécution et d'intégration associés à la stratégie d'acquisition et 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, 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 et des évaluations des risques opérationnels et techniques ainsi que des évaluations de l'adéquation financière et stratégique. De plus, OPG confie à des tiers experts le soin d'évaluer les acquisitions potentielles. OPG a également mis en place un processus bien établi d'intégration des acquisitions, notamment le maintien d'une communication ouverte et transparente avec les sociétés acquises afin de favoriser le dynamisme des sociétés et la fidélisation des employés d'un bout à l'autre du processus.

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.

Risques liés au maintien de la vigueur financière

Les risques liés 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 déclassé 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 août 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.

La Société continue de surveiller et d'évaluer les mesures prises par le gouvernement du Canada pour atteindre des émissions nettes nulles de GES d'ici 2050, notamment l'élaboration d'une législation en vue de respecter cet objectif et tout changement à la tarification du carbone en vertu de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* (« LTPGES ») en vue d'accélérer la décarbonisation. 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 :

- au moment de fixer les tarifs réglementés, la CEO apportait des changements aux prévisions soumises par OPG;
- 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 différaient 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 2,23 premiers 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'écarts 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 les 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.

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.

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, en est à sa dernière étape de conception avancée. Pour la SIERE, l'objectif du programme de renouvellement du marché est d'améliorer la tarification, le calendrier et l'approvisionnement de l'électricité afin de répondre au besoin du réseau d'électricité et de ses participants de façon fiable, transparente et efficace, à faible coût. 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. Compte tenu de l'incertitude associée à la conception définitive et à la mise en œuvre du programme, OPG a l'intention de déposer une demande distincte auprès de la CEO afin d'examiner, au besoin, toute incidence liée aux mécanismes de revenus sur les activités réglementées d'OPG lorsque la SIERE aura terminé la conception détaillée du programme.
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 <i>Loi sur les sociétés par actions</i> (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 prises par la Province pour atténuer l'incidence de la hausse des tarifs d'électricité sur les consommateurs ontariens.
Stratégie d'acquisition et de croissance	Il existe des risques d'exécution et d'intégration associés à la stratégie d'acquisition et 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, 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.
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 2020 :

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	45	22	5	14
SIERE ⁴	1	487	1	487
Autres	18	3	-	-
Total	64	512	6	501

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.

	2021	2022	2023
Besoins en combustible estimatifs couverts ¹	78 %	80 %	80 %

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 2020, OPG avait des contrats de change en cours de 346 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 <i>Situation de trésorerie et sources de financement</i> traite plus en détail des liquidités de l'entreprise.
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 20 des états financiers consolidés audités de 2020 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.

Il est essentiel à la réussite d'OPG de maintenir la confiance du public et de répondre aux attentes des parties prenantes et des partenaires. 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. 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. 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.

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, 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 :

(en millions de dollars)	2020		2019	
	Revenus	Charges	Revenus	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	6	-	8	-
Services	-	9	-	9
Dividendes	6	-	7	-
Province d'Ontario				
Variation du montant du Fonds distinct de déclassement à payer à la Province ¹	-	565	-	870
Variation du montant du Fonds distinct pour combustible irradié à payer à la Province ¹	-	698	-	1 085
Frais sur les revenus bruts liés à la production	-	108	-	109
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	208	-	206
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	-	120	-	136
Impôts sur les bénéfices	-	475	-	343
Impôts fonciers	-	11	-	12
SIERE				
Revenus liés à la production d'électricité	6 256	-	5 521	-
Rendement de Fair Hydro Trust ²	-	-	24	-
Fair Hydro Trust				
Intérêts créditeurs ²	33	-	20	-
	6 301	2 194	5 580	2 770

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 2020 et 2019, les Fonds distincts nucléaires étaient présentés déduction faite des montants à payer à la Province respectivement de 6 714 millions de dollars et 5 451 millions de dollars

² Fair Hydro Trust a été déconsolidée des résultats financiers consolidés d'OPG en date du 9 mai 2019. En conséquence, certaines opérations qui avaient été précédemment éliminées à la consolidation, notamment les intérêts créditeurs sur le placement d'OPG dans des titres d'emprunt subordonnés émis par Fair Hydro Trust, sont traitées comme des opérations avec des entités hors d'OPG, et sont présentées comme des opérations entre parties liées. Le rendement de Fair Hydro Trust renvoie à la période précédant la déconsolidation et comprend essentiellement des intérêts créditeurs, montant net, que gagnait Fair Hydro Trust sur les créances de financement de la SIERE et qui ont été consolidés dans les résultats financiers d'OPG jusqu'au 9 mai 2019.

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2020	2019
Montants à recevoir de parties liées		
Hydro One	1	1
SIERE – montants à recevoir liés à l'électricité	487	462
Fair Hydro Trust	4	4
Portlands Energy Centre ¹	-	1
Prêt		
Fair Hydro Trust	913	917
Titres de capitaux propres		
Actions d'Hydro One	172	169
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer		
Hydro One	2	2
Portlands Energy Centre ¹	-	1
SFIEO	88	65
Province d'Ontario	7	9
SIERE – montants à payer liés à l'électricité	6	5
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	2 875	3 135
Billets à payer à la SFIEO		

¹ Les soldes intersociétés liés à Portlands Energy Centre ont été éliminés au moment de la consolidation après l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans Portlands Energy Centre le 29 avril 2020 et ne sont plus présentés comme des opérations entre parties liées.

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 2020, les Fonds distincts nucléaires détenaient 1 601 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (1 426 millions de dollars en 2019) et 10 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (11 millions de dollars en 2019). Au 31 décembre 2020, la caisse de retraite du régime agréé détenait 50 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (67 millions de dollars en 2019). En 2019, la caisse de retraite du régime agréé détenait 7 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario. 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 gestion, 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.

La Société a limité le champ d'application de sa conception des CPCI et du CIIF afin d'exclure les contrôles, politiques et procédures se rapportant au portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel acquises le 29 avril 2020 par l'entremise d'Atura Power, comme l'autorise le sous-paragraphe 1 b) de l'article 3.3 du *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*, pour les entreprises acquises par un émetteur au plus 365 jours avant la clôture de la période comptable visée par l'attestation. Atura Power représentait environ 10,1 % du bénéfice net consolidé pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 et environ 5,8 % et moins de 1 % respectivement du total de l'actif consolidé et du total du passif consolidé au 31 décembre 2020.

Exception faite de la limitation de l'étendue susmentionnée, aucune autre modification n'a été apportée au CIIF d'OPG au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020 qui a eu une incidence importante ou qui aurait vraisemblablement eu 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 2020.

QUATRIÈME TRIMESTRE

Analyse des résultats d'exploitation

(en millions de dollars) (non audité)	Trimestres clos les 31 décembre	
	2020	2019
Revenus	1 782	1 522
Charges liées au combustible	200	182
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	794	697
Amortissement	337	275
Désactualisation des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	263	255
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(235)	(226)
Autres charges, montant net	33	8
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	390	331
Intérêts débiteurs, montant net	117	29
Charge d'impôts	62	55
Bénéfice net	211	247
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	208	243
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle ¹	3	4

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 208 millions de dollars, contre 243 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2019.

Le BAIL s'est établi à 390 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2020, en hausse de 59 millions de dollars en regard du trimestre correspondant de 2019.

Principaux facteurs qui ont entraîné la hausse du BAIL :

- Des augmentations des revenus provenant du secteur Production nucléaire réglementée de 79 millions de dollars en raison de la hausse des tarifs réglementés de base à l'égard de la production d'électricité nucléaire d'OPG, de 72 millions de dollars découlant de la hausse des montants comptabilisés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs et de 56 millions de dollars par suite du recouvrement de l'avenant approuvé par le CEO visant le recouvrement du manque à gagner pour la période intermédiaire liée aux revenus déficitaires pour la période du 1^{er} juin 2017 au 28 février 2018.
- La hausse du BAIL de 43 millions de dollars du secteur Production au gaz visée par contrat découlant surtout de l'acquisition d'un portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel en Ontario le 29 avril 2020.

Principaux facteurs qui ont entraîné la diminution du BAIL :

- Une hausse de 118 millions de dollars des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Production nucléaire réglementée, principalement en raison du nombre plus élevé que prévu d'interruptions planifiées à la centrale Pickering et de la hausse des montants remboursables aux clients.

- Une baisse d'environ 80 millions de dollars des revenus du secteur Production nucléaire réglementée attribuable à une baisse de la production d'électricité nucléaire de 1,1 TWh.

Les intérêts débiteurs, montant net, ont augmenté de 88 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2020, en regard de ceux du trimestre correspondant de 2019. L'augmentation s'explique avant tout par la baisse des frais d'intérêts capitalisés pour le projet de réfection de la centrale Darlington en raison de la remise en service de l'unité 2 de la centrale Darlington, les frais d'intérêts découlant de l'émission nette et de la prise en charge de dette et de la hausse des montants d'intérêts comptabilisés à titre de montant remboursable aux clients au moyen des comptes réglementaires.

La charge d'impôts sur les bénéfices a augmenté de 7 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2020, en regard de ceux du trimestre correspondant de 2019. L'augmentation s'explique principalement par une baisse 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 2020 et 2019 s'est établie comme suit :

(en TWh)	Trimestres clos les 31 décembre	
	2020	2019
Production nucléaire réglementée	9,7	10,8
Production hydroélectrique réglementée	7,3	7,4
Production hydroélectrique visée par contrat et autre ¹	1,6	1,1
Production au gaz visée par contrat ¹	0,6	0,1
Total de la production d'électricité d'OPG	19,2	19,4

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 0,2 TWh de la production d'électricité d'OPG au quatrième trimestre de 2020, par rapport au trimestre correspondant de 2019, résulte essentiellement de la baisse de 1,1 TWh de la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée attribuable au nombre plus élevé de jours d'interruption planifiée attribuable au calendrier de maintenance cyclique à la centrale Pickering au quatrième trimestre de 2020. Cette baisse a été compensée en partie par une hausse de 0,5 TWh de la production d'électricité du secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre attribuable surtout aux centrales hydroélectriques en Ontario et aux États-Unis, et par une hausse de 0,5 TWh de la production d'électricité du secteur Production au gaz visée par contrat attribuable surtout à la production d'électricité du portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel acquis le 29 avril 2020.

La demande d'électricité en Ontario comme présentée par la SIERE a été de 32,7 TWh au quatrième trimestre de 2020, contre 33,6 TWh au quatrième trimestre de 2019. 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 2020 ont atteint 277 millions de dollars, comparativement à 678 millions de dollars pour la période correspondante de 2019. La baisse découle surtout de l'augmentation des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, d'une baisse de la production d'électricité et d'une hausse des achats de combustible dans le secteur Production nucléaire réglementée, de l'incidence de la diminution des avenants tarifaires sur la production réglementée en vigueur en 2020, d'une hausse des cotisations au régime de retraite et d'une augmentation des dépenses liées aux activités d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires, le tout contrebalancé en partie par des entrées

nettes de trésorerie liées aux activités des centrales alimentées au gaz naturel acquises en avril 2020 et par une augmentation des tarifs réglementés de base approuvés par la CEO pour la production d'électricité nucléaire d'OPG.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 ont atteint 526 millions de dollars, comparativement à 1 604 millions de dollars pour la période correspondante de 2019. Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont diminué principalement en raison de l'acquisition de Cube Hydro en octobre 2019.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 ont atteint 139 millions de dollars, comparativement aux flux de trésorerie affectés aux activités de financement de 51 millions de dollars pour la période correspondante de 2019. Les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont augmenté en raison surtout du nombre plus élevé d'émissions de titres d'emprunt à long terme au quatrième trimestre de 2020, contrebalancé en partie l'augmentation des remboursements de dette à long terme au quatrième trimestre de 2020 et le montant net plus élevé des émissions de titres d'emprunt à court terme au quatrième trimestre de 2019.

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>	2020	2019	2018
Revenus	7 240	6 022	5 537
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 361	1 126	1 195
Bénéfice par action attribuable à l'actionnaire <i>(en dollars)</i>	4,96 \$	4,10 \$	4,37 \$
Total des actifs	62 073	55 404	52 252
Total des passifs à long terme	43 529	39 060	37 192
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation <i>(en millions)</i>	274,6	274,6	273,2

Informations financières trimestrielles

Trimestres clos en 2020					
<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i> <i>(non audité)</i>	31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
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 <i>(en dollars)</i>	0,76 \$	1,41 \$	1,67 \$	1,13 \$	4,96 \$

Informations financières trimestrielles

(en millions de dollars, sauf indication contraire) (non audité)	Trimestres clos en 2019				
	31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
Production d'électricité (TWh)	19,4	19,1	20,2	19,1	77,8
Revenus	1 522	1 508	1 566	1 426	6 022
Bénéfice net	247	323	356	217	1 143
Moins : Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	4	4	5	4	17
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	243	319	351	213	1 126
Bénéfice par action attribuable à l'actionnaire (en dollars)	0,88 \$	1,16 \$	1,28 \$	0,78 \$	4,10 \$

Tendances

La production d'électricité trimestrielle d'OPG dans les secteurs Production hydroélectrique réglementée, Production hydroélectrique visée par contrat et autre et Production au gaz visée par contrat 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 Production au gaz visée par contrat 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 réfection au cours de la période. Au 31 décembre 2020, 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 laquelle 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.

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 du rendement d'exploitation 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 RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu est un indicateur du rendement d'OPG, en conformité avec son objectif de procurer de la valeur à l'actionnaire. Il correspond au bénéfice net attribuable à l'actionnaire divisé par les capitaux propres moyens attribuables à l'actionnaire, compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu, pour la période.

Le RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu est mesuré sur une période de douze mois et calculé comme suit pour les périodes closes les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2020	2019
RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu		
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 361	1 126
Divisé par les capitaux propres moyens attribuables à l'actionnaire, à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu	15 049	13 788
RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu <i>(en pourcentage)</i>	9,0	8,2

2) 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>	2020	2019
Coût total de la production de l'entreprise		
Total des charges d'exploitation de maintenance et d'administration	2 902	2 788
Total des charges liées au combustible	777	677
Total des dépenses en immobilisations	1 824	1 991
Déduire : coûts en capital de réfection de la centrale Darlington et charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	(801)	(1 153)
Déduire : coûts en capital et charges d'exploitation, de maintenance et d'administration pour les projets de développement de la capacité de production et d'autres projets importants, et le développement commercial	(201)	(105)
(Déduire) charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et charges liées au ajouter : combustible remboursables à même les comptes réglementaires	(99)	5
Déduire : charges au titre du combustible nucléaire des centrales qui ne sont pas exploitées par OPG	(60)	(65)
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	56	43
Déduire : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration auxiliaires liées aux activités de production d'électricité	(21)	(22)
Déduire : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et dépenses en immobilisations liées aux activités aux États-Unis	(122)	(93)
Autres ajustements	(2)	(18)
	4 253	4 048
Production d'électricité ajustée (TWh)		
Total de la production d'électricité d'OPG	82,1	77,8
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	2,0	1,9
	84,1	79,7
Total de la production de l'entreprise par MWh (\$/MWh) ¹	50,56	50,82

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

3) 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.

4) 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

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 il 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. Leur rapport des auditeurs indépendants précise les responsabilités des auditeurs et l'étendue de leur audit et leur 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 11 mars 2021

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 2020 et 2019, 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 2020 et 2019, ainsi que des résultats consolidés de son exploitation et de ses flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos à ces dates, conformément aux principes comptables généralement reconnus 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  tats financiers consolidés

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

Lors de la préparation des  tats 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  tats financiers consolidés

Nos objectifs sont d'obtenir l'assurance raisonnable que les  tats 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  tats financiers consolidés prennent en se fondant sur ceux-ci.

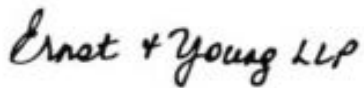
Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada, nous exerçons notre jugement professionnel et faisons preuve d'esprit critique tout au long de cet audit. En outre :

- nous identifions et évaluons les risques que les  tats 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 acqu rons 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  tats 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 les sauvegardes connexes s'il y a lieu.



Comptables professionnels agréés
Experts-comptables autorisés

Toronto (Canada)

Le 11 mars 2021

ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2020	2019
Revenus	7 240	6 022
Charges liées au combustible	777	677
Marge brute	6 463	5 345
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 902	2 788
Amortissement <i>(note 7)</i>	1 322	1 073
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires <i>(note 12)</i>	1 054	1 019
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires <i>(note 12)</i>	(928)	(894)
Impôts fonciers	48	42
Bénéfice tiré des participations dans des entités sous influence notable	(11)	(40)
	4 387	3 988
Bénéfice avant autres pertes (gains), intérêts et impôts sur les bénéfices	2 076	1 357
Autres pertes (gains)	6	(40)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	2 070	1 397
Intérêts débiteurs, montant net <i>(note 10)</i>	307	64
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	1 763	1 333
Charge d'impôts <i>(note 13)</i>	387	190
Bénéfice net	1 376	1 143
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 361	1 126
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	15	17
Bénéfice de base et dilué par action ordinaire <i>(en dollars)</i> <i>(note 19)</i>	4,96	4,10

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars)

	2020	2019
Bénéfice net	1 376	1 143
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices (note 14)		
Perte actuarielle à la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite ¹	(91)	(14)
Reclassement aux résultats de montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite ²	8	9
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	13	15
Écart de conversion ⁵	(29)	(44)
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	(97)	(34)
Résultat étendu	1 279	1 109
Résultat étendu attribuable à l'actionnaire	1 264	1 092
Résultat étendu attribuable à la participation sans contrôle	15	17

¹ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 31 millions de dollars et de 4 millions de dollars respectivement pour 2020 et 2019.

² Déduction faite d'une charge d'impôts de 3 millions de dollars pour 2020 et 2019.

³ Déduction faite d'une charge d'impôts de 1 million de dollars et de néant respectivement pour 2020 et 2019.

⁴ Déduction faite d'une charge d'impôts de 2 millions de dollars pour 2020 et 2019.

⁵ Déduction faite d'une charge d'impôts de néant pour 2020 et 2019.

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2020	2019
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	1 376	1 143
Ajustements pour les éléments hors caisse :		
Amortissement (note 7)	1 322	1 073
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	1 054	1 019
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(928)	(894)
Coût des régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite (note 15)	445	438
Charge (recouvrement) d'impôts reportés (note 13)	91	(91)
Actifs réglementaires et passifs réglementaires	(156)	275
Autres pertes (gains)	12	(33)
Autres	2	7
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires	(439)	(336)
Remboursements des dépenses admissibles liées aux activités d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires	137	93
Cotisations à la caisse de retraite et débours au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires	(295)	(294)
Distributions reçues des participations dans des entités sous influence notable	13	54
Variation nette des autres actifs à long terme et des passifs à long terme	87	53
Variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse (note 23)	103	99
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 824	2 606
Activités d'investissement		
Investissement dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels (note 21)	(1 765)	(2 058)
Acquisition de centrales alimentées au gaz naturel, déduction faite de la trésorerie acquise (note 4)	(2 814)	-
Acquisition de Cube Hydro, déduction faite de la trésorerie acquise (note 4)	-	(1 101)
Acquisition de la centrale Brighton Beach, déduction faite de la trésorerie acquise (note 4)	-	(131)
Produit du prêt à recevoir	-	11
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(4 579)	(3 279)
Activités de financement		
Émission nette (remboursement net) de dette à court terme (note 11)	888	(146)
Produit net de l'émission de dette à long terme (note 10)	1 995	1 397
Remboursement de dette à long terme (note 10)	(890)	(385)
Distribution versée à la participation sans contrôle	(19)	(17)
Apport en capital de la participation sans contrôle	-	5
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	1 974	854
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et la trésorerie soumise à restrictions	8	4
Augmentation nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	227	185
Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions au début de l'exercice	498	313
Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de l'exercice	725	498

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre <i>(en millions de dollars)</i>	2020	2019
Actifs		
Actifs à court terme		
Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions <i>(note 5)</i>	725	498
Titres de capitaux propres	172	169
Montants à recevoir de parties liées <i>(note 22)</i>	492	468
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires <i>(note 12)</i>	46	40
Stocks de combustible	236	233
Matières et fournitures	92	92
Actifs réglementaires <i>(note 8)</i>	533	486
Charges payées d'avance	145	136
Autres actifs à court terme	114	125
	2 555	2 247
Immobilisations corporelles <i>(note 7)</i>	40 555	35 909
Moins : amortissement cumulé	10 745	9 862
	29 810	26 047
Actifs incorporels <i>(note 7)</i>	783	566
Moins : amortissement cumulé	312	258
	471	308
Goodwill <i>(note 9)</i>	162	163
Autres actifs		
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires <i>(note 12)</i>	19 050	18 252
Prêt à recevoir d'une partie liée <i>(note 22)</i>	913	917
Matières et fournitures à long terme	404	392
Actifs réglementaires <i>(note 8)</i>	8 571	6 770
Participations dans des entités sous influence notable <i>(note 26)</i>	37	250
Autres actifs à long terme	100	58
	29 075	26 639
	62 073	55 404

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2020	2019
Passifs		
Passifs à court terme		
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer	1 257	1 109
Dette à court terme (note 11)	1 050	164
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (note 10)	439	693
Passifs réglementaires (note 8)	266	103
	3 012	2 069
Dette à long terme (note 10)	8 893	7 533
Autres passifs		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (note 12)	22 947	22 081
Passifs au titre des régimes de retraite (note 15)	5 005	3 568
Passifs au titre des avantages complémentaires de retraite (note 15)	3 406	3 099
Créditeurs et charges à payer à long terme	269	276
Revenus constatés d'avance	391	400
Impôts reportés (note 13)	1 379	1 154
Passifs réglementaires (note 8)	1 239	949
	34 636	31 527
Capitaux propres		
Actions ordinaires ¹ (note 18)	5 126	5 126
Actions de catégorie A ² (note 18)	787	787
Surplus d'apport	36	39
Bénéfices non répartis	9 779	8 418
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 14)	(374)	(277)
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire	15 354	14 093
Capitaux propres attribuables à la participation sans contrôle	178	182
Total des capitaux propres	15 532	14 275
	62 073	55 404

¹ 256 300 010 actions ordinaires en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars aux 31 décembre 2020 et 2019.

² 18 343 815 actions de catégorie A en circulation d'une valeur déclarée de 787 millions de dollars aux 31 décembre 2020 et 2019.

Engagements et éventualités (notes 10, 11, 13, 15 et 20)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration :



Wendy Kei (signé)
Présidente du conseil d'administration

Ani Hotoyan-Joly (signé)
Administratrice

ÉTATS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars)</i>	2020	2019
Actions ordinaires (note 18)	5 126	5 126
Actions de catégorie A (note 18)	787	787
Surplus d'apport (note 22)		
Solde au début de l'exercice	39	-
Gain à la déconsolidation de Fair Hydro Trust	-	39
Reclassement aux résultats de montants relatifs au gain à la déconsolidation de Fair Hydro Trust	(3)	-
Solde à la fin de l'exercice	36	39
Bénéfices non répartis		
Solde au début de l'exercice	8 418	7 292
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 361	1 126
Solde à la fin de l'exercice	9 779	8 418
Cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices (note 14)		
Solde au début de l'exercice	(277)	(243)
Autres éléments du résultat étendu	(97)	(34)
Solde à la fin de l'exercice	(374)	(277)
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire	15 354	14 093
Capitaux propres attribuables à la participation sans contrôle		
Solde au début de l'exercice	182	165
Participation sans contrôle découlant d'une acquisition (note 4)	-	12
Bénéfice attribuable à la participation sans contrôle	15	17
Distribution versée à la participation sans contrôle	(19)	(17)
Apport en capital de la participation sans contrôle	-	5
Solde à la fin de l'exercice	178	182
Total des capitaux propres	15 532	14 275

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 2020, OPG détenait et exploitait 2 centrales nucléaires, 66 centrales hydroélectriques, 2 centrales thermiques, 1 centrale solaire et 4 centrales alimentées au gaz naturel à cycle combiné en Ontario, au Canada. Les centrales alimentées au gaz naturel à cycle combiné 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, 86 centrales hydroélectriques et détenait des participations minoritaires dans 14 centrales hydroélectriques et 2 centrales solaires aux États-Unis au 31 décembre 2020. OPG possède également 2 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 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 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 réception des commentaires prenant fin le 30 juin 2021.

Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains montants comparatifs de 2019 ont été reclassés par rapport aux états financiers consolidés antérieurement présentés afin de les rendre conformes à la présentation des états financiers consolidés de 2020.

3. PRINCIPALES MÉTHODES ET ESTIMATIONS COMPTABLES

a) Nouvelles normes comptables à compter de 2020

i) Modifications de l'information à fournir sur l'évaluation de la juste valeur

En août 2018, le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») a publié la mise à jour Accounting Standards Update (« ASU ») No. 2018-13, *Fair Value Measurement (Topic 820): Disclosure Framework – Changes to Disclosure Requirements for Fair Value Measurement*, afin de continuer à améliorer l'efficacité de l'information à fournir dans les états financiers à l'intention des utilisateurs des états financiers. La mise à jour s'applique à l'exercice 2020 d'OPG. En vertu des nouvelles directives prescrites dans cette mise à jour, les entités doivent fournir des informations supplémentaires sur les évaluations de la juste valeur d'instruments financiers de niveau 3 détenus à la fin de la période de présentation de l'information. Cette modification clarifie également les directives existantes concernant l'incertitude relative à la mesure et les placements dans des entités qui calculent la valeur liquidative. Les modifications apportées aux obligations d'information par cette mise à jour sont présentées à la note 17.

ii) Modifications de l'information à fournir sur les régimes à prestations définies

En août 2018, le FASB a publié l'ASU No. 2018-14, *Compensation – Retirement Benefits – Defined Benefit Plans – General (Subtopic 715-20): Disclosure Framework – Changes to the Disclosure Requirements for Defined Benefit Plans*, dans le cadre de ses efforts continus pour améliorer l'efficacité de l'information à fournir dans les notes afférentes aux états financiers à l'intention des parties prenantes. Dans le cadre de cette mise à jour, les entités sont tenues d'inclure des informations supplémentaires telles que des explications à l'égard des gains et pertes importants liés aux variations des obligations au titre des prestations pour la période. La mise à jour a également éliminé les directives qui exigeaient la présentation d'informations sur les montants inscrits dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être comptabilisés à titre de composantes du coût net des prestations de la période au cours du prochain exercice et, pour les entités ouvertes, les effets d'une variation de 1 % des taux tendanciels présumés des soins de santé sur le coût net des prestations de la période et les obligations au titre des prestations découlant des régimes d'avantages complémentaires de retraite. La mise à jour s'applique à l'exercice 2020 d'OPG. Les modifications apportées aux obligations d'information par cette mise à jour sont présentées à la note 15.

iii) Modifications des exigences en matière d'impôt sur les bénéfices

En décembre 2019, le FASB a publié l'ASU No. 2019-12, *Simplifying the Accounting for Income Taxes* (ASU 2019-12), qui touche les grands principes du Topic 740, *Income Taxes*. Le FASB a indiqué que l'ASU a été publiée dans le cadre de son initiative de simplification, qui vise à réduire la complexité des normes comptables en améliorant certains aspects des PCGR des États-Unis. La nouvelle ligne directrice élimine certaines exceptions concernant la ventilation des impôts, la méthode de calcul de l'impôt sur les bénéfices au cours d'une période intermédiaire et la comptabilisation des passifs d'impôts reportés pour les écarts externes. Elle précise et simplifie également d'autres aspects de la comptabilisation des impôts sur les bénéfices. L'ASU 2019-12 s'applique aux exercices ouverts à compter du 15 décembre 2020, y compris les périodes intermédiaires de ces exercices, l'adoption anticipée étant permise. OPG a choisi d'adopter par anticipation les modifications apportées à cette mise à jour pour son exercice 2020. Les modifications ont eu une incidence négligeable sur la comptabilisation par OPG des impôts sur les bénéfices; aucun changement n'a été apporté aux informations fournies.

b) 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 sont comptabilisés à la valeur de consolidation au 31 décembre 2020 :

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 %

c) 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 2020, 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 d'implanter 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.

d) 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 capitalisés 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.

e) 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 pris en charge 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.

f) 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.

g) 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.

h) 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 prêt à recevoir comptabilisé au bilan consolidé est lié aux billets subordonnés émis par Fair Hydro Trust au profit d'OPG.

i) 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.

j) 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 2020, 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.

k) 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 alimentées au gaz naturel 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 2020, 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 3 à 60 ans
Ordinateurs	de 12 % à 40 % par année
Matériel de service	de 3 à 10 ans

¹ Au 31 décembre 2020, 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.

I) 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.

m) 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 également situées en Ontario (collectivement, les installations réglementées 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, du Développement du Nord et des Mines 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 recouvrés 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 recouvrés 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.

Depuis le 1^{er} novembre 2014, la CEO limite 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. Le rapport de la CEO ainsi que sa décision de décembre 2017 et l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 sur les nouveaux tarifs réglementés d'OPG en vigueur le 1^{er} juin 2017 exigent qu'OPG continue de comptabiliser les écarts entre les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite à payer et les paiements au comptant 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.

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.

De l'avis de la Société, les décisions de la CEO de novembre 2014 et de décembre 2017 concernant les demandes de tarifs réglementés d'OPG ne constituent pas une modification de la méthode de recouvrement au moyen des tarifs des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG. Compte tenu du fondement de ces décisions, du rapport ultérieur de la CEO qui a 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 de l'approbation de la décision et de l'ordonnance de février 2019 de la CEO, la Société continue de penser 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 seront inclus dans les tarifs réglementés futurs. De même, la Société continue de penser qu'il y a une probabilité suffisante que seront recouverts les montants comptabilisés après le 31 décembre 2017 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, sous réserve de l'approbation future de la CEO. Par conséquent, la Société continue de comptabiliser un actif réglementaire pour ces soldes.

La décision et l'ordonnance de la CEO relatives à la demande d'août 2018 d'OPG et 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 sont analysées en détail à la note 8.

n) 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 réglementé de base 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 réglementé de base 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 actuellement en vigueur 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 liés à la demande de tarifs réglementés d'OPG pour la période de 2017 à 2021. Conformément à la décision, les tarifs de base réglementés sont fixés selon une méthode de tarification incitative pour les centrales hydroélectriques et selon un cadre de réglementation incitative adaptée pour les centrales nucléaires. Dans le cas des centrales hydroélectriques, les tarifs de base réglementés pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2021 sont 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.

En ce qui concerne les centrales nucléaires, les tarifs de base réglementés ont été fixés pour la période allant jusqu'au 31 décembre 2021 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. Se reporter à la note 8 pour de plus amples renseignements sur le compte de report lié au nivellement des tarifs.

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 aux 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 les 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 des 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 les 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.

o) 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.

p) 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 17, les gains et pertes réalisés et latents étant comptabilisés dans les états des résultats consolidés d'OPG.

q) 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 pertinentes, 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 16 qui traite des risques auxquels OPG s'expose et des instruments dérivés utilisés pour gérer l'exposition d'OPG aux risques.

r) 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 17 pour obtenir une présentation sur les évaluations à la juste valeur et sur la hiérarchie des justes valeurs.

s) 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.

t) 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.

u) 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.

v) 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.

w) 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'acquittement 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.

x) Impôts sur les bénéfices 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 bénéfices 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 du compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes et du compte d'écarts des CII aux fins de la RS&DE autorisés par la CEO.

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. 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.

y) Modifications d'estimations comptables

Durée de vie utile des actifs nucléaires à long terme

Avec prise d'effet le 31 décembre 2020, OPG a réévalué les hypothèses comptables sur les fins de vie de la centrale Pickering, prolongeant la durée de vie utile estimative des unités 1 et 4 pour faire passer leur date de fin de vie du 31 décembre 2022 au 30 septembre 2024 et au 31 décembre 2024 respectivement, conformément au plan d'optimisation des activités de la Société à l'égard de la centrale. La réévaluation rend compte de l'achèvement d'évaluations techniques et d'inspections en cas de pannes qui ont fourni un degré de confiance suffisant quant à la bonne condition des principales composantes de la centrale. La modification ne devrait pas avoir d'incidence importante sur le bénéfice net en 2021, puisque son incidence sur les charges devrait être largement contrebalancée par les comptes réglementaires autorisés par la CEO, y compris un nouveau compte de report proposé par OPG dans le cadre d'une demande présentée en décembre 2020 à l'égard de nouveaux tarifs réglementés. Dans l'attente d'une décision finale, la CEO a rendu une ordonnance en janvier 2021 établissant le compte de report proposé à titre provisoire afin de permettre à OPG de commencer à comptabiliser les montants dans le compte à partir du 1^{er} janvier 2021.

z) 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 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

Acquisition d'un portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel en Ontario

Le 29 avril 2020, OPG, par l'entremise d'Atura Power, a acquis auprès de Corporation TC Énergie (« TC Énergie ») un portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel à cycle combiné en Ontario pour environ 2,8 milliards de dollars, compte tenu des ajustements de clôture habituels. Le portefeuille comprend la centrale Napanee, la centrale Halton Hills et la participation résiduelle de 50 % dans Portlands Energy Centre. 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.

La participation de 50 % qu'OPG détenait auparavant dans la centrale Portlands Energy Centre et qui était présentée à titre de participation dans une entité sous influence notable a été décomptabilisée au moment de l'acquisition, devenant ainsi une composante du coût de l'acquisition d'actifs au moment de la comptabilisation de la participation de 100 % dans la centrale. Aucun gain ni aucune perte n'a été comptabilisé au moment de la décomptabilisation de la participation dans une entité sous influence notable. La valeur à laquelle ont été comptabilisés les actifs acquis et les passifs repris dans le bilan consolidé d'OPG à la date d'acquisition s'établissait comme suit :

(en millions de dollars canadiens)

Actifs à court terme	48
Immobilisations corporelles	2 920
Actifs incorporels	122
Autres actifs à long terme	9
Total des actifs	3 099
Passifs à court terme	11
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	33
Autres passifs à long terme	9
Total des passifs	53
Actifs nets	3 046
Décomptabilisation de la valeur comptable de la participation dans une entité sous influence notable auparavant détenue	(219)
Trésorerie acquise	(13)
Total du prix d'acquisition, déduction faite de la trésorerie acquise	2 814

En mars 2021, Atura Power et TC Énergie ont conclu une entente de règlement prévoyant une réduction de 220 millions de dollars du prix d'acquisition en échange du règlement de certaines modalités postérieures à la date de clôture, y compris l'obligation de TC Énergie à l'égard d'activités postérieures à la clôture auparavant relevées à la centrale Napanee.

Acquisition de Cube Hydro Partners, LLC et de sa société liée Helix Partners, LLC

Le 7 octobre 2019, OPG, par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive Eagle Creek, a acquis la totalité de Cube Hydro Partners, LLC et sa société liée Helix Partners, LLC (collectivement, « Cube Hydro ») pour un prix d'acquisition de 1,12 milliard de dollars américains, y compris la dette reprise et les ajustements d'usage au fonds de roulement. La contrepartie totale versée, déduction faite de la dette reprise, s'est établie à environ 845 millions de dollars américains (1,12 milliard de dollars canadiens).

L'acquisition de Cube Hydro a été comptabilisée en tant que regroupement d'entreprises. La répartition du prix d'acquisition s'établissait comme suit, au taux de change en vigueur à la date d'acquisition, soit 1,00 \$ US = 1,3306 \$ CA :

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
Actifs à court terme	25
Immobilisations corporelles	1 427
Actifs incorporels	52
Goodwill	64
Autres actifs à long terme	7
Total des actifs	1 575
Passifs à court terme	14
Dette à long terme	422
Autres passifs à long terme	3
Total des passifs	439
Participation sans contrôle	12
Total du prix d'acquisition	1 124
Trésorerie acquise dans le cadre de l'acquisition de Cube Hydro	(23)
Total du prix d'acquisition, déduction faite de la trésorerie acquise	1 101

Le calcul de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris est fondé sur les estimations et hypothèses de la direction et tient compte de la juste valeur de la contrepartie versée. La répartition du prix d'acquisition a été achevée au quatrième trimestre de 2020, sans aucun ajustement apporté aux montants présentés.

Le goodwill comptabilisé à la suite de l'acquisition est présenté dans le secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre.

Acquisition de la centrale Brighton Beach

Le 30 août 2019, OPG a acquis la participation résiduelle de 50 % dans la centrale Brighton Beach alimentée au gaz naturel à cycle combiné située à Windsor, en Ontario, pour un montant de 200 millions de dollars, y compris la dette reprise. 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 la centrale Brighton Beach. La participation de 50 % qu'OPG détenait auparavant dans la centrale Brighton Beach et qui était présentée à titre de participation dans une entité sous influence notable a été décomptabilisée au moment de l'acquisition, devenant ainsi une composante du coût de l'acquisition d'actifs lors de la comptabilisation de la participation de 100 % dans la centrale. Aucun gain ni aucune perte n'a été comptabilisé au moment de la décomptabilisation de la participation dans une entité sous influence notable.

Entente visant l'acquisition d'une centrale hydroélectrique aux États-Unis

En février 2021, OPG a conclu une entente visant l'acquisition, par l'entremise d'Eagle Creek, d'une centrale hydroélectrique de 48 mégawatts (« MW ») aux États-Unis pour environ 90 millions de dollars américains, sous réserve des ajustements d'usage au fonds de roulement et autres ajustements. La clôture de la transaction est assujettie à l'approbation de la Federal Energy Regulatory Commission.

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>	2020	2019
Trésorerie et équivalents de trésorerie	717	479
Trésorerie soumise à restrictions	8	19
Total de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	725	498

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. ACTIFS AU TITRE DE DROITS D'UTILISATION ET OBLIGATIONS LOCATIVES

La Société a conclu des contrats de location simple pour des espaces de bureaux afin d'accueillir des activités opérationnelles et du personnel clé. OPG est également partie à des contrats de location de ressources hydroélectriques et à des permis de Parcs Canada qui fournissent à la Société le droit d'utiliser les terrains sous-jacents sur lesquels la majorité de ses centrales hydroélectriques en Ontario sont construites. De plus, la Société loue des véhicules et des wagons qui doivent être utilisés à ses centrales électriques. OPG ne détient aucun contrat de location-vente ou de contrat de location-financement.

Même si les contrats de location de bureaux de la Société sont assujettis à des frais de location fixes, les contrats prévoient également des paiements variables pour rembourser aux bailleurs les services d'entretien des aires communes fournis pendant chaque année de la durée du contrat de location. Les paiements au titre des contrats de location de ressources hydroélectriques et des permis de Parcs Canada d'OPG sont entièrement variables en fonction de la quantité d'électricité produite par les centrales hydroélectriques chaque année de la durée du contrat de location. Ces montants variables ne sont pas compris dans l'évaluation des obligations locatives d'OPG, mais sont comptabilisés à titre de charge relative aux paiements de loyers variables lorsqu'ils sont engagés. Les paiements au titre de la location des véhicules par la Société sont admissibles à l'exemption relative aux contrats de location à court terme étant donné

la nature du contrat et, par conséquent, aucun actif au titre du droit d'utilisation ni aucune obligation locative n'ont été comptabilisés.

OPG n'a fourni aucune garantie de valeur résiduelle dans le cadre de ses contrats de location, et la Société n'est assujettie à aucune restriction ou clause restrictive en raison de la conclusion de ces contrats de location.

Le total des charges liées aux contrats de location simple et les sorties de trésorerie liées aux obligations locatives en vertu de contrats de location simple s'établissaient comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2020	2019
Coûts de location variables	69	74
Coûts de location fixes	12	16
Coûts de location à court terme	5	5
Total des charges liées aux contrats de location simple	86	95
Sorties de trésorerie liées aux obligations locatives en vertu de contrats de location simple	15	17

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, OPG n'a pas conclu de nouveau contrat de location simple. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, OPG a conclu des nouveaux contrats de location simple qui ont entraîné la comptabilisation d'actifs au titre de droits d'utilisation et d'obligations locatives connexes d'un montant de 7 millions de dollars. Au 31 décembre 2020, les contrats de location de la Société avaient une durée résiduelle moyenne pondérée de 7,7 années (6,8 années au 31 décembre 2019) et un taux d'actualisation moyen pondéré de 3,65 % (3,26 % au 31 décembre 2019).

Une analyse des échéances des contrats de location dans le cadre desquels la Société est le preneur ainsi qu'un rapprochement des obligations locatives en vertu de contrats de location simple d'OPG sont présentés ci-après.

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2022	2023	2024	2025	Par la suite	Total
Paiements effectués au titre des contrats de location simple	11	10	7	6	4	16	54
Incidence de l'actualisation							(7)
Total des obligations locatives en vertu de contrats de location simple							47

Les obligations locatives à court et à long terme en vertu de contrats de location simple s'établissaient comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2020	2019
Obligations locatives en vertu de contrats de location simple à court terme	12	14
Obligations locatives en vertu de contrats de location simple à long terme	35	41
	47	55

Les actifs au titre de droits d'utilisation à court et à long terme en vertu de contrats de location simple s'établissaient comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2020	2019
Actifs au titre de droits d'utilisation à court terme	11	12
Actifs au titre de droits d'utilisation à long terme	32	38
	43	50

Outre le contrat de location qu'elle a conclu avec Bruce Power visant les centrales nucléaires Bruce, OPG loue différents actifs immobiliers à des clients tiers en vertu de contrats de location simple dans le cadre desquels la Société est le bailleur, conférant aux clients le droit d'utiliser les biens, y compris les terrains et les espaces de bureaux. La Société reçoit principalement des paiements de loyers fixes en lien avec ces contrats. Toutefois, certains contrats comprennent le paiement de loyers variables qui sont indexés selon l'indice des prix à la consommation au Canada, les loyers étant assujettis aux variations de l'indice au cours de la durée du contrat de location. Les contrats ne comprennent pas d'option d'achat visant les biens sous-jacents de la Société, que le preneur a la certitude raisonnable de pouvoir exercer. Étant donné que les biens sous-jacents de plusieurs de ces contrats sont des terrains, la Société prévoit obtenir, à tout le moins, la juste valeur actuelle de ces actifs au terme de la durée du contrat de location. Au besoin, OPG met en place des programmes d'entretien préventif et continu, combinés à des mises à niveau importantes périodiques, afin de maintenir la valeur résiduelle des biens sous-jacents au terme de la durée du contrat de location. Compte tenu de la durabilité de ces biens et du potentiel de conservation ou d'augmentation de leur valeur, OPG est d'avis que le risque de valeur résiduelle découlant de ces contrats de location est minime.

Une analyse des échéances des contrats de location dans le cadre desquels la Société est le bailleur est présentée ci-après.

<i>(en millions de dollars)</i>	2021	2022	2023	2024	2025	Par la suite	Total
Montants à recevoir non actualisés au titre des contrats de location simple	9	37	4	34	2	649	735

7. IMMOBILISATIONS CORPORELLES, ACTIFS INCORPORELS ET AMORTISSEMENT

Les immobilisations corporelles s'établissaient comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2020	2019
Centrales nucléaires	18 300	13 124
Centrales hydroélectriques réglementées	10 055	9 915
Production hydroélectrique visée par contrat et autre	6 134	6 079
Production au gaz naturel visée par contrat	3 363	412
Autres immobilisations corporelles	406	403
Constructions en cours	2 297	5 976
	40 555	35 909
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	10 566	9 699
Autres immobilisations corporelles	179	163
	10 745	9 862
	29 810	26 047

Les constructions en cours s'établissaient comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2020	2019
Réfection de la centrale Darlington	1 360	5 366
Projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long	102	8
Autres	835	602
	2 297	5 976

En 2020, les intérêts capitalisés dans les constructions en cours se sont élevés à 112 millions de dollars (221 millions de dollars en 2019) à un taux moyen de 4 % (4 % en 2019).

Les actifs incorporels s'établissaient comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2020	2019
Centrales nucléaires	52	44
Centrales hydroélectriques réglementées	14	7
Production hydroélectrique visée par contrat et autre ¹	165	173
Production au gaz naturel visée par contrat ¹	126	-
Logiciels et autres actifs incorporels	384	290
Aménagement en cours	42	52
	783	566
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	54	38
Logiciels et autres actifs incorporels	258	220
	312	258
	471	308

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>	2020	2019
Amortissement des immobilisations corporelles	910	681
Amortissement des actifs incorporels	44	41
Montants comptabilisés dans les comptes d'écarts et de report réglementaires	152	92
Amortissement des actifs et passifs réglementaires (<i>note 8</i>)	216	259
	1 322	1 073

8. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Les actifs et passifs réglementaires s'établissaient comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2020	2019
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	921	885
Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages	350	490
Compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire	481	448
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	166	165
Compte de report lié au nivellement des tarifs	508	104
Autres comptes d'écarts et de report ¹	42	62
	2 468	2 154
Compte de report au titre des revenus déficitaires de la période intermédiaire	-	167
Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 15)	5 199	3 667
Impôts reportés	1 437	1 268
Total des actifs réglementaires	9 104	7 256
Moins : tranche à court terme	533	486
Actifs réglementaires à long terme	8 571	6 770
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	481	348
Compte d'écarts relatifs aux conditions hydrologiques	240	216
Compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie (31 décembre 2017) de la centrale Pickering	416	251
Compte d'écarts de mise à niveau de la capacité	161	41
Autres comptes d'écarts et de report ²	207	196
Total des passifs réglementaires	1 505	1 052
Moins : tranche à court terme	266	103
Passifs réglementaires à long terme	1 239	949

¹ Représentent 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 d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires, le compte de report lié à l'aptitude fonctionnelle et le compte d'écarts relatifs au rejet des soldes d'avant décembre 2008 du tunnel de Niagara.

² Représentent 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 (31 décembre 2015) des centrales.

Dans l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 liée à la demande d'OPG visant les tarifs réglementés pour la période 2017 à 2021, la CEO a approuvé la demande d'OPG visant à recouvrer un montant net totalisant 305 millions de dollars lié aux soldes des comptes d'écarts et de report comptabilisés antérieurement, sans ajustements. À l'exception 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, et du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, le montant approuvé prévoit le

recouvrement ou le remboursement des soldes du 31 décembre 2015 dans tous les comptes d'écarts et de report de la Société, diminués des montants approuvés antérieurement aux fins de recouvrement ou de remboursement en 2016, sur une période de 34 mois, soit du 1^{er} mars 2018 au 31 décembre 2020. Le recouvrement 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 n'a pas été pris en compte. Le recouvrement du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite compris dans le montant approuvé de 305 millions de dollars a été établi en fonction des périodes de recouvrement précédemment autorisées par la CEO, soit le recouvrement de 10/12 du solde du compte au 31 décembre 2012 sur une période de 144 mois se terminant le 31 décembre 2024 et le recouvrement des montants comptabilisés dans le compte en 2013 et en 2014 sur une période de 72 mois se terminant le 30 juin 2021. La CEO a autorisé le recouvrement par OPG de 15 % du montant de 305 millions de dollars entre le 1^{er} mars 2018 et le 31 décembre 2018, de 50 % entre le 1^{er} janvier 2019 et le 31 décembre 2019 et de 35 % entre le 1^{er} janvier 2020 et le 31 décembre 2020, au moyen d'avenants tarifaires sur la production nucléaire et la production hydroélectrique réglementée d'OPG.

En février 2019, la CEO a publié une décision et une ordonnance dans lesquelles elle approuvait une entente de règlement intégral conclue par OPG et les intervenants autorisant l'utilisation des comptes réglementaires demandée par OPG dans une demande déposée en août 2018. La décision et l'ordonnance approuvent le recouvrement d'un montant net total de 1 322 millions de dollars qui comprend certains 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 au 31 décembre 2017, d'autres soldes accumulés entre le 1^{er} janvier 2016 et le 31 décembre 2017 dans des comptes réglementaires et les incidences fiscales connexes, sans ajustements. La décision et l'ordonnance de la CEO permettent à OPG de recouvrer un montant de 535 millions de dollars sur les soldes approuvés sous la forme d'avenants tarifaires additionnels sur la production d'électricité nucléaire et la production d'hydroélectricité réglementée pour la période du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2021. Les soldes approuvés restants seront recouverts après 2021. Les incidences fiscales approuvées aux fins de recouvrement étaient auparavant comptabilisées dans les actifs réglementaires pour les impôts reportés.

Les approbations précises contenues dans la décision et l'ordonnance de la CEO de février 2019 comprennent :

- le recouvrement d'un montant de 307 millions de dollars 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 relativement aux coûts des avantages complémentaires de retraite autres que le régime de retraite agréé, et un montant de 102 millions de dollars en incidences fiscales s'y rapportant sur six ans, soit du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2024;
- le recouvrement de 433 millions de dollars dans le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite sur des périodes se terminant le 31 décembre 2024, tel que la CEO l'a autorisé précédemment et dont les périodes de recouvrement sont établies ci-dessus;
- le recouvrement de 168 millions de dollars dans le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce sur une période de huit ans, soit du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2026;
- le recouvrement d'un montant de 307 millions de dollars dans le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des régimes de retraite établi et les montants au comptant versés relativement aux coûts des régimes de retraite agréés, et d'un montant de 102 millions de dollars découlant des incidences fiscales s'y rapportant, lequel a été reporté à la prochaine demande visant les tarifs réglementés d'OPG;
- le recouvrement d'autres soldes de comptes réglementaires sur une période de trois ans, soit du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2021.

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019, 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 pendant la période applicable a été

approuvé par la décision et l'ordonnance 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 2020 et 2019, 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 variant de 0,57 % à 2,18 % par année pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (de 2,18 % à 2,45 % par année en 2019).

En mars 2020, la CEO a rendu une ordonnance établissant un compte de report afin d'y comptabiliser les pertes de revenus et les coûts différentiels liés à la pandémie de COVID-19, à compter du 24 mars 2020. Le compte de report s'applique aux distributeurs d'électricité et de gaz naturel de l'Ontario, aux transporteurs d'électricité et à OPG. La CEO a déclaré qu'elle n'a pas encore pris de décision au sujet de la nature des revenus ou des coûts qui seront recouvrables au moyen du compte de report et qu'elle évaluera les montants comptabilisés dans celui-ci quand il sera question de les utiliser. En mai 2020, la CEO a entamé un processus de consultation à l'échelle de l'industrie pour l'aider à élaborer des directives relatives au compte de report, notamment la nature des coûts et des revenus devant être comptabilisés, les règles relatives à la tenue du compte et la prise en compte de tout revenu supplémentaire ou d'économies de coûts compensatoires. Le traitement du compte est assujéti à l'issue de cette consultation avec les parties prenantes, laquelle est en cours. OPG participe à la consultation. En attendant de recevoir des directives supplémentaires de la CEO, la Société s'est abstenue de comptabiliser un actif réglementaire ou un passif réglementaire lié au compte de report.

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 de rendement des capitaux propres (« RCP ») approuvé par la CEO 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 de ces cadres. Le RCP réglementé est évalué globalement pour les centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées et calculé sur 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 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 d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Compte d'écarts de production hydro-électrique de base excédentaire	Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	Compte de report lié au nivellement des tarifs	Compte d'écarts lié aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Compte d'écarts relatifs aux conditions hydrologiques	Compte de report lié aux changements dans les dates de fin de vie de la centrale Pickering	Compte d'écarts de mise à niveau de la capacité	Compte de report au titre des revenus déficitaires de la période intermédiaire	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 2019	783	673	449	141	-	(220)	(191)	(124)	(77)	519	3 514	1 062	(68)	6 461
Augmentation (diminution)	153	-	98	4	102	(130)	(61)	(127)	4	(352)	153	206	(50)	-
Intérêts	-	-	10	3	2	(6)	(5)	-	(1)	-	-	-	(1)	2
Amortissement	(51)	(183)	(109)	17	-	8	41	-	33	-	-	-	(15)	(259)
Actifs (passifs) réglementaires, montant net 31 décembre 2019	885	490	448	165	104	(348)	(216)	(251)	(41)	167	3 667	1 268	(134)	6 204
Augmentation (diminution)	87	-	131	(12)	391	(141)	(63)	(165)	(140)	(167)	1 532	169	(19)	1 603
Intérêts	-	-	5	3	13	(5)	(3)	-	(2)	-	-	-	(3)	8
Amortissement	(51)	(140)	(103)	10	-	13	42	-	22	-	-	-	(9)	(216)
Actifs (passifs) réglementaires, montant net 31 décembre 2020	921	350	481	166	508	(481)	(240)	(416)	(161)	-	5 199	1 437	(165)	7 599

En décembre 2020, OPG a déposé auprès de la CEO une demande pour de nouveaux tarifs réglementés visant la production de ses centrales nucléaires avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2022, notamment une demande de nouveaux avenants tarifaires visant à recouvrer ou à rembourser les soldes au 31 décembre 2019 de la majorité des comptes réglementaires, y compris 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, diminués des montants approuvés antérieurement aux fins de recouvrement ou de remboursement au moyen d'avenants tarifaires, avec prise d'effet au 31 décembre 2021. La demande porte également sur le maintien des comptes d'écarts et de report applicables existants. La CEO a traité la demande d'OPG et les audiences publiques sont en cours.

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 de la CEO de 2017 concernant la demande d'OPG visant les tarifs réglementés pour la période de 2017 à 2021. À compter du 1^{er} novembre 2014, ce compte de report comprend la différence entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG pour les activités à tarifs réglementés 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. 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 de l'approbation du recouvrement du solde au 31 décembre 2017 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, contenue dans la décision et l'ordonnance de la CEO de février 2019, 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 d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite

Comme autorisé par la CEO, pour la période du 1^{er} mars 2011 au 30 octobre 2014, le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite comprend 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 en 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 à son 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 à compter du 1^{er} novembre 2014, le cas échéant.

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 de report lié au nivellement des tarifs

Le compte de report lié au nivellement des tarifs a été créé par la décision de décembre 2017 et l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 de la CEO 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.

L'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 a établi une méthode de nivellement des tarifs et les tarifs de base réglementés en découlant, de sorte que des besoins en revenus de la production nucléaire approuvés d'un montant de 102 millions de dollars ont été reportés en 2019 dans le compte de report lié au nivellement des tarifs et un montant de 391 millions de dollars a été reporté en 2020. La CEO a déterminé qu'aucun montant des besoins en revenus pour la production nucléaire ne devait être reporté pour 2017, 2018 et 2021.

f) Compte d'écarts lié aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite

Le compte d'écarts lié aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite comprend l'écart entre les cotisations réelles d'OPG à la caisse de retraite du régime agréé 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.

g) 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.

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 du prolongement 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 seront inscrites dans le compte de report jusqu'à ce que de nouveaux tarifs réglementés reflétant les incidences de ces changements dans les passifs nucléaires et de la dotation aux amortissements prennent effet.

i) 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.

j) Compte de report au titre des revenus déficitaires de la période intermédiaire

L'actif réglementaire lié aux revenus déficitaires de la période intermédiaire reflète la partie non recouvrée, le cas échéant, des revenus déficitaires découlant de la différence entre les tarifs réglementés approuvés antérieurement qui continuent d'être facturés aux clients pour la production nucléaire et hydroélectrique réglementée d'OPG au cours de la période intermédiaire du 1^{er} juin 2017 au 28 février 2018 et les tarifs réglementés approuvés par la décision de décembre 2017 et l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 de la CEO en vigueur à compter du 1^{er} juin 2017. L'ordonnance du montant des paiements autorisait des avenants tarifaires distincts sur la production nucléaire et la production hydroélectrique réglementée visant à recouvrer le manque à gagner pour la période intermédiaire du 1^{er} mars 2018 au 31 décembre 2020, à raison de 15 % du solde entre le 1^{er} mars 2018 et le 31 décembre 2018, de 50 % entre le 1^{er} janvier 2019 et le 31 décembre 2019 et de 35 % entre le 1^{er} janvier 2020 et le 31 décembre 2020. L'actif réglementaire au titre du manque à gagner de la période intermédiaire a été réduit au rythme du recouvrement en vertu de ces avenants tarifaires.

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 14.

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 recouvré auprès des consommateurs ou payé à ceux-ci. Il est question des impôts sur les bénéfices à la note 13.

m) Autres comptes d'écarts et de report

Aux 31 décembre 2020 et 2019, les actifs et passifs réglementaires au titre des autres comptes d'écarts et de report comprenaient les 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 d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires	Ce compte comprend 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.
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 »).
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.

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, établi sur la base de critères généraux par suite du rapport 2017 de la CEO sur le traitement réglementaire des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, comprend les frais financiers asymétriques en faveur des consommateurs relatifs à la différence entre les coûts comptabilisés au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite qui sont recouvrés à même les tarifs réglementés et les montants au comptant versés à l'égard de ces régimes et avantages complémentaires de retraite. Pour OPG, le compte comprend à l'heure actuelle les frais financiers sur les montants recouvrés 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, tel qu'il a été approuvé dans la décision et l'ordonnance de la CEO de février 2019.
Compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie des centrales	Ce compte a servi à 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 prolongations des durées de vie utile estimatives des centrales nucléaires d'OPG aux fins comptables, entrées en vigueur le 31 décembre 2015. Ces incidences ont été comptabilisées jusqu'à la date d'entrée en vigueur des tarifs réglementés établis par la décision de la CEO de décembre 2017 et l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 qui reflètent l'incidence de ces changements.

9. 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>	2020	2019
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	163	107
Acquisition de Cube Hydro (<i>note 4</i>)	-	62
Écarts de change	(1)	(6)
Solde de clôture aux 31 décembre	162	163

Le goodwill doit être soumis à un test de dépréciation annuel à la même date chaque année. Au quatrième trimestre de 2020, 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.

10. 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>	2020	2019
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 2021 à 2048	2 875	3 135
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 2050	3 850	2 250
UMH Energy Partnership ²		
Billets de premier rang		
7,59 %, échéant en 2041	172	175
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 2021 à 2052	1 595	1 595
Brighton Beach Power Limited Partnership ⁵		
Billets de premier rang		
portant intérêt à un taux fixe de 6,92 % ou à des taux variables;		
venant à échéance de 2021 à 2024	86	116
Eagle Creek Renewable Energy, LLC ⁵		
Billets de premier rang		
portant intérêt à des taux fixes entre 4,57 % et 4,62 % ou à des taux variables;		
venant à échéance de 2025 à 2030	123	307
Cube Hydro ⁵		
Billets de premier rang		
portant intérêt à des taux fixes entre 4,75 % et 5,08 % ou à des taux variables;		
venant à échéance de 2025 à 2035	370	385
Autres	25	25
	9 341	8 233
Moins : prime associée à la juste valeur, montant net	24	20
Moins : frais d'émission d'obligations non amortis	(33)	(27)
Moins : tranche des montants à payer échéant à moins d'un an	(439)	(693)
Dette à long terme	8 893	7 533

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.

En mars 2020, OPG a émis des billets de premier rang à la SFIEO totalisant 400 millions de dollars, venant à échéance en mars 2024 et dont le taux d'intérêt nominal est de 1,75 %. OPG a remboursé à la SFIEO une dette à long terme de 660 millions de dollars au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020.

En avril 2020, OPG a procédé à une émission d'obligations vertes totalisant 1 200 millions de dollars en vertu de son programme de billets à moyen terme. L'émission comprenait une tranche de 400 millions de dollars de billets de premier rang échéant en avril 2025 dont le taux d'intérêt nominal est de 2,89 % et une tranche de 800 millions de dollars de billets de premier rang échéant en avril 2030 dont le taux d'intérêt nominal est de 3,22 %. En octobre 2020, OPG a procédé à l'émission d'obligations totalisant 400 millions de dollars dans le cadre du programme de billets à moyen terme, venant à échéance en avril 2026 et dont le taux d'intérêt nominal est de 1,17 %. En février 2021, OPG a procédé à l'émission d'obligations totalisant 500 millions de dollars dans le cadre du programme de billets à moyen terme, venant à échéance en février 2051 et dont le taux d'intérêt nominal est de 2,95 %.

En décembre 2020, OPG a remboursé des billets de premier rang de 140 millions de dollars américains payables par une filiale d'Eagle Creek Renewable Energy, LLC.

Intérêts débiteurs, montant net

Les intérêts débiteurs, montant net, se présentaient comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

(en millions de dollars)	2020	2019
Intérêt sur la dette à long terme ¹	395	330
Intérêt sur la dette à court terme	21	15
Intérêts créditeurs	(45)	(35)
Intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	(112)	(221)
Intérêts liés aux actifs réglementaires et aux passifs réglementaires ²	48	(25)
Intérêts débiteurs, montant net	307	64

¹ Sauf l'intérêt sur la dette de premier rang de Fair Hydro Trust qui était consolidée dans les résultats financiers d'OPG avant le 9 mai 2019. En date du 9 mai 2019, OPG a procédé à la déconsolidation de Fair Hydro Trust après que la *Loi de 2019 pour réparer le gâchis dans le secteur de l'électricité* a reçu la sanction royale.

² 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 2020 se sont établis à 390 millions de dollars (314 millions de dollars en 2019), dont une tranche de 369 millions de dollars (299 millions de dollars en 2019) 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 Energy Limited Partnership (« LME »), de Lower Mattagami Limited Partnership (« LMLP »), d'Eagle Creek et d'Atura Power s'élevait à 4 819 millions de dollars au 31 décembre 2020 (5 118 millions de dollars au 31 décembre 2019).

11. DETTE À COURT TERME

Les facilités de crédit confirmées et les dates d'échéance s'établissaient comme suit au 31 décembre 2020 :

<i>(en millions de dollars)</i>		Montant	Échéance
Facilités bancaires :			
Siège social		1 000	Mai 2023 et mai 2024 ¹
Siège social	Dollars américains	750	Novembre 2021 ²
Emprunt à terme ³		600	Mars 2021
Lower Mattagami Energy Limited Partnership		400	Août 2022 et août 2024 ⁴
Eagle Creek	Dollars américains	30	Août 2022 et octobre 2028 ⁵
Facilité de la SFIEO ³		300	Décembre 2021

¹ Une tranche de 50 millions de dollars de la facilité de crédit vient à échéance en mai 2023 et une tranche de 950 millions de dollars, en mai 2024.

² 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. 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 2021.

³ Représente les montants disponibles en vertu des facilités, déduction faite des émissions de dette.

⁴ Une tranche de 100 millions de dollars de la facilité de crédit vient à échéance en août 2022 et une tranche de 300 millions de dollars, en août 2024. Une lettre de crédit de 55 millions de dollars était en cours au 31 décembre 2020 en vertu de cette facilité (55 millions de dollars au 31 décembre 2019).

⁵ Une tranche de 10 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. Les facilités de crédit ont été conclues par les filiales américaines en propriété exclusive d'Eagle Creek.

La dette à court terme s'établissait comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2020	2019
Lower Mattagami Energy Limited Partnership	131	114
Papier commercial	919	50
Total de la dette à court terme	1 050	164

Au 31 décembre 2020, des lettres de crédit totalisant 607 millions de dollars avaient été émises (556 millions de dollars au 31 décembre 2019). Au 31 décembre 2020, ce montant comprend une tranche de 428 millions de dollars à l'égard des régimes de retraite complémentaires, une tranche de 58 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 43 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 2020, l'émission nette de dette à court terme s'est élevée à 888 millions de dollars (remboursement net de 146 millions de dollars en 2019), c'est-à-dire des émissions de 9 227 millions de dollars (4 161 millions de dollars en 2019) et des remboursements de 8 339 millions de dollars (4 307 millions de dollars en 2019).

Au 31 décembre 2020, le taux d'intérêt moyen pondéré de la dette à court terme s'établissait à 0,29 % (1,88 % au 31 décembre 2019).

12. 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>	2020	2019
Passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié	13 589	13 061
Passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité	9 032	8 726
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	326	294
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	22 947	22 081

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>	2020	2019
Passifs au début de l'exercice	22 081	21 225
Augmentation des passifs en raison de la désactualisation ¹	1 069	1 032
Augmentation des passifs reflétant les changements à la durée de vie utile estimative des centrales nucléaires (note 3)	64	-
Augmentation des passifs reflétant les changements d'estimation des passifs liés aux centrales thermiques	11	1
Passifs repris à l'acquisition et la construction de centrales	33	19
Augmentation des passifs en raison des charges liées au combustible nucléaire irradié et à la gestion des déchets nucléaires, et d'autres charges ¹	128	140
Passifs réglés par les dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires au cours de l'exercice	(439)	(336)
Passifs à la fin de l'exercice	22 947	22 081

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 est incluse dans le plan de référence de 2017-2021 en vertu de l'ONFA, qui a été approuvé par la Province conformément à l'ONFA (le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA). Cette mise à jour est prise en compte dans les passifs nucléaires depuis le 31 décembre 2016.

Au 31 décembre 2020, OPG a comptabilisé une augmentation de 64 millions de dollars des passifs nucléaires et des coûts associés à la mise hors service d'immobilisations capitalisés dans la valeur comptable des immobilisations corporelles afin de refléter le changement à la durée de vie utile estimative de la centrale Pickering, comme il est mentionné à la note 3. L'augmentation des passifs a été déterminée en actualisant les flux de trésorerie futurs supplémentaires nets à 2,01 %.

Aux fins du calcul des passifs nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2020, il a été établi, selon les hypothèses comptables actuelles sur les fins de vie, que le déclasserement 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 déclasserement des centrales nucléaires pour une période d'environ 40 ans après la fermeture des centrales et jusqu'en 2088 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'examen 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 déclasserement 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, 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 déclasserement de centrales nucléaires et de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité

Le passif lié au déclasserement 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 déclasserement 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 déclasserement des centrales nucléaires selon un calendrier échelonné en vertu duquel les réacteurs seront déchargés et asséchés 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 rendent compte d'une installation destinée à un dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité dont OPG a proposé la construction sur des terrains adjacents à l'installation de gestion des déchets Western à Kincardine, en Ontario, et exploitée par la Société. Puisque la communauté de la Nation Ojibway Saugeen a voté, le 31 janvier 2020, contre la proposition de dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité à ce site et en raison de l'annulation du projet qui en a découlé, OPG a amorcé un processus d'évaluation d'autres solutions possibles pour la gestion sécuritaire à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité et d'évaluation de l'incidence potentielle connexe des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. À la demande du gouvernement fédéral présentée en novembre 2020, OPG suit également l'évolution de la stratégie intégrée poursuivie par le Canada dans le cadre de la gestion à long terme des déchets irradiés produits au Canada actuellement développée par la SGDN,

ainsi que l'examen en cours de la politique canadienne en matière de déchets radioactifs annoncée par le gouvernement fédéral en novembre 2020. En raison des incertitudes entourant les solutions de remplacement potentielles et l'estimation de leur coût à l'heure actuelle, notamment de facteurs indépendants de la volonté de la Société, aucun ajustement des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations n'a été comptabilisé en raison du vote de la communauté de la Nation Ojibway Saugeen. OPG continuera d'évaluer les hypothèses et les estimations de coûts sous-jacentes sur la base de l'information disponible.

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

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 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) établie 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, un organisme de la Province, 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 en vertu de l'ONFA qui a été approuvé par la Province le 1^{er} janvier 2017, aucune cotisation à l'un ou l'autre fonds n'est 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. Le prochain plan de référence de l'ONFA devrait être achevé d'ici la fin de 2021 selon l'estimation actuelle.

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 la période de 2021 à 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 la période de 2021 à 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 2020 et 2019, 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 2020 et 2019 est 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 si la sous-capitalisation 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 18,1 milliards de dollars au 31 décembre 2020. 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 2020 et 2019. Le montant à payer à la Province comptabilisé pour le fonds aux 31 décembre 2020 et 2019 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	
	2020	2019
Fonds distinct de déclassement	11 194	10 253
Montant à payer à la Province – Fonds distinct de déclassement	(2 949)	(2 384)
	8 245	7 869
Fonds distinct pour combustible irradié ¹	14 616	13 490
Montant à payer à la Province – Fonds distinct pour combustible irradié	(3 765)	(3 067)
	10 851	10 423
Total des Fonds distincts nucléaires	19 096	18 292
Moins : tranche à court terme	(46)	(40)
Fonds distincts nucléaires à long terme	19 050	18 252

¹ Au 31 décembre 2020, la Fiducie en vertu de la LDCN représentait 4 988 millions de dollars (4 399 millions de dollars au 31 décembre 2019) 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	
	2020	2019
Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme	349	243
Titres immobiliers	3 911	3 855
Fonds en gestion commune	3 393	2 964
Titres de capitaux propres négociables	11 438	10 353
Titres à revenu fixe	6 666	6 295
Débiteurs/créditeurs, montant net	53	33
	25 810	23 743
Moins : montant à payer à la Province	(6 714)	(5 451)
	19 096	18 292

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>	2020		Total
	Fonds distinct de déclassement	Fonds distinct pour combustible irradié	
Coût historique	8 757	11 589	20 346
Gains latents bruts (pertes latentes brutes)			
Total de la plus-value	2 522	3 091	5 613
Total de la moins-value	(296)	(358)	(654)
Change	211	294	505
Moins : montant à payer à la Province	11 194 (2 949)	14 616 (3 765)	25 810 (6 714)
Total de la juste valeur	8 245	10 851	19 096
Moins : tranche à court terme	(8)	(38)	(46)
Juste valeur à long terme	8 237	10 813	19 050

<i>(en millions de dollars)</i>	2019		Total
	Fonds distinct de déclassement	Fonds distinct pour combustible irradié	
Coût historique	8 279	11 062	19 341
Gains latents bruts (pertes latentes brutes)			
Total de la plus-value	2 007	2 455	4 462
Total de la moins-value	(209)	(273)	(482)
Change	176	246	422
Moins : montant à payer à la Province	10 253 (2 384)	13 490 (3 067)	23 743 (5 451)
Total de la juste valeur	7 869	10 423	18 292
Moins : tranche à court terme	(6)	(34)	(40)
Juste valeur à long terme	7 863	10 389	18 252

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 :

(en millions de dollars)	Fonds distinct de déclassement	2020 Fonds distinct pour combustible irradié	Total
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 latents nets, à l'exclusion du change	414	531	945
Gains de change latents, montant net	49	68	117
Gains latents, montant net	463	599	1 062

(en millions de dollars)	Fonds distinct de déclassement	2019 Fonds distinct pour combustible irradié	Total
Gains réalisés, montant net			
Gains réalisés nets, à l'exclusion du change	233	297	530
Gains de change réalisés, montant net	17	24	41
Gains réalisés, montant net	250	321	571
Gains latents, montant net			
Gains réalisés nets, à l'exclusion du change de change	996	1 299	2 295
Pertes de change latentes, montant net	(192)	(260)	(452)
Gains latents, montant net	804	1 039	1 843

La variation des Fonds distincts nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre se présentait comme suit :

(en millions de dollars)	Juste valeur	
	2020	2019
Fonds distinct de déclassement au début de l'exercice	7 869	7 519
Augmentation du fonds en raison du rendement des placements	970	1 243
Diminution du fonds en raison du remboursement des dépenses admissibles	(29)	(23)
Augmentation du montant à payer à la Province	(565)	(870)
Fonds distinct de déclassement à la fin de l'exercice	8 245	7 869
Fonds distinct pour combustible irradié au début de l'exercice	10 423	9 964
Augmentation du fonds en raison du rendement des placements	1 234	1 614
Diminution du fonds en raison du remboursement des dépenses admissibles	(108)	(70)
Augmentation du montant à payer à la Province	(698)	(1 085)
Fonds distinct pour combustible irradié à la fin de l'exercice	10 851	10 423

Le rendement des Fonds distincts nucléaires comptabilisé en 2020 et en 2019 a subi l'incidence du compte d'écarts 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>	2020	2019
Fonds distinct de déclassement	405	373
Fonds distinct pour combustible irradié	536	529
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	(13)	(8)
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	928	894

13. 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 recouvrés 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>	2020	2019
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	1 763	1 333
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	467	353
(Diminution) augmentation des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Charge d'impôts reportée dans les actifs et passifs réglementaires	(61)	(121)
Crédits d'impôt à l'investissement sur les dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental	(30)	(32)
Crédit de fabrication et de traitement	(28)	(20)
Provision pour moins-value	45	-
Autres	(6)	10
	(80)	(163)
Charge d'impôts	387	190
Taux d'imposition effectif	22,0 %	14,3 %

Les principales composantes de la charge d'impôts pour les exercices clos les 31 décembre étaient les suivantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	2020	2019
Charge d'impôts exigibles	296	281
Charge (recouvrement) d'impôts reportés	91	(91)
Charge d'impôts	387	190

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>	2020	2019
Actifs d'impôts reportés :		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	5 716	5 508
Autres actifs et passifs	2 869	2 575
Provision pour moins-value	(43)	-
	8 542	8 083
Passifs d'impôts reportés :		
Immobilisations corporelles et actifs incorporels	(2 867)	(2 829)
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(4 774)	(4 573)
Autres actifs et passifs	(2 280)	(1 835)
	(9 921)	(9 237)
Passifs d'impôts reportés nets	(1 379)	(1 154)

Au 31 décembre 2020, OPG avait des pertes fiscales de 49 millions de dollars aux États-Unis (52 millions de dollars au 31 décembre 2019) qui, si elles ne sont pas utilisées, viendront à échéance entre 2033 et 2039, ainsi que des pertes fiscales de 410 millions de dollars (1 482 millions de dollars au 31 décembre 2019) ne comportant pas d'échéance. En 2020, OPG a modifié ses déclarations de revenus déjà déposées aux États-Unis afin de réduire l'amortissement fiscal supplémentaire étant donné qu'il pourrait être avantageux de demander une déduction pour amortissement aux taux usuels. Cette décision a donné lieu à une diminution du montant des pertes fiscales aux États-Unis au 31 décembre 2020 par rapport au 31 décembre 2019.

En 2020, OPG a comptabilisé une augmentation de 169 millions de dollars (206 millions de dollars en 2019) du passif d'impôts reportés pour tenir compte des impôts qui devraient être recouvrés 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 2020 et 2019 n'a pas été touchée.

Le tableau suivant présente les passifs d'impôts reportés comptabilisés pour les activités à tarifs réglementés qui devraient être recouvrés à même les tarifs réglementés futurs :

<i>(en millions de dollars)</i>	2020	2019
Aux 1^{er} janvier :		
Passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	949	795
Passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés à l'actif réglementaire au titre des passifs d'impôts reportés	319	267
	1 268	1 062
Variations au cours de l'exercice :		
Augmentation des passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	127	154
Augmentation des passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés à l'actif réglementaire au titre des passifs d'impôts reportés	42	52
Solde aux 31 décembre	1 437	1 268

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>	2020	2019
Économies d'impôts non constatées au début de l'exercice	79	82
Ajouts en fonction des positions fiscales relatives à l'exercice considéré	20	19
Réductions pour les positions fiscales des exercices antérieurs	(4)	(22)
Économies d'impôts non constatées à la fin de l'exercice	95	79

Au 31 décembre 2020, les économies d'impôts non constatées d'OPG s'élevaient à 95 millions de dollars (79 millions de dollars au 31 décembre 2019), 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 2020, OPG avait comptabilisé des intérêts sur les économies d'impôts non constatées de 16 millions de dollars (10 millions de dollars au 31 décembre 2019). 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 2015 et 2014.

En 2020, OPG a versé 241 millions de dollars en impôts, déduction faite du recouvrement d'impôts (300 millions de dollars en 2019).

14. 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 :

	2020			
	Gains et pertes latents sur les couvertures de flux de trésorerie	Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite	Écart de conversion	Total
<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)

	2019			
	Gains et pertes latents sur les couvertures de flux de trésorerie	Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite	Écart de conversion	Total
<i>(en millions de dollars)</i>				
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de l'exercice	(48)	(208)	13	(243)
Perte actuarielle à la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	-	(14)	-	(14)
Conversion des établissements à l'étranger	-	-	(44)	(44)
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	15	9	-	24
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	15	(5)	(44)	(34)
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de l'exercice	(33)	(213)	(31)	(277)

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 :

(en millions de dollars)	Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu		Poste des états des résultats
	2020	2019	
Amortissement des pertes découlant des couvertures de flux de trésorerie			
Pertes	15	17	Intérêts débiteurs, montant net
Recouvrement d'impôts	(2)	(2)	Charge d'impôts
	13	15	
Amortissement des montants relatifs aux régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite			
Pertes actuarielles, déduction faite des coûts des services passés	11	12	Voir la note 1 ci-dessous
Recouvrement d'impôts	(3)	(3)	Charge d'impôts
	8	9	
Total des montants reclassés pour l'exercice	21	24	

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 15).

15. 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 cinq catégories d'actifs. La première catégorie correspond aux actifs à revenu fixe, qui offrent une exposition aux taux d'intérêt réels et nominaux et au crédit, et qui contribuent à la couverture du passif des régimes. 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 une exposition aux 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. La cinquième catégorie comprend les occasions spéciales, qui sont des placements conçus pour tirer parti de mandats uniques ou de perturbations du marché, tout en offrant la possibilité d'obtenir des rendements ajustés en fonction du risque plus élevés ou d'améliorer la diversification du portefeuille.

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	35 %
Actifs d'accroissement du rendement	28 %
Actifs immobiliers	26 %
Actifs de diversification du rendement	8 %
Occasions spéciales	3 %

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 2020. 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 17 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 :

(en millions de dollars)	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 et pensions sur titres	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

(en millions de dollars)	2019			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	386	-	-	386
Placements à court terme	-	12	-	12
Titres à revenu fixe				
Titres d'emprunt de sociétés	-	1 918	-	1 918
Obligations de gouvernements	31	2 855	-	2 886
Actions				
Canadiennes	628	351	-	979
Américaines	882	-	-	882
Mondiales	819	-	-	819
Fonds en gestion commune	497	770	-	1 267
Contrats de change à terme	-	18	-	18
Contrats à terme	1	-	-	1
	3 244	5 924	-	9 168
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				5 749

14 917 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 agrés et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2020	2019	2020	2019
<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	2,64 %	3,12 %	2,69 %	3,14 %
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 %

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	
	2020	2019	2020	2019
<i>Hypothèses moyennes pondérées – coûts pour l'exercice</i>				
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	6,00 %	6,00 %	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation pour le coût des services rendus au cours de l'exercice	3,19 %	3,93 %	3,13 %	3,85 %
Taux d'actualisation pour les obligations au titre des prestations projetées	2,91 %	3,56 %	2,98 %	3,61 %
Taux d'actualisation pour l'intérêt sur le coût des services	3,11 %	3,80 %	3,06 %	3,75 %
Taux d'indexation de la grille salariale – taux initial ¹	1,70 %	2,00 %	1,70 %	2,00 %
– par la suite	2,25 %	2,50 %	2,25 %	2,50 %
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	1,75 %	2,00 %	s. o.	s. o.
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	3,83 %	3,82 %
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 %	2,00 %
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 pour 2020 et jusqu'au 31 décembre 2024 pour 2019.

	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
(en millions de dollars)	2020	2019	2020	2019	2020	2019
<i>Composantes de la charge comptabilisée pour l'exercice</i>						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	339	311	9	8	89	71
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	530	609	11	13	97	102
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	(870)	(825)	-	-	-	-
Amortissement des coûts des services passés ¹	-	-	-	-	(2)	-
Amortissement de la perte actuarielle nette ¹	162	156	7	6	-	-
Comptabilisation des crédits des services passés liés aux prestations d'invalidité prolongée	-	-	-	-	-	(1)
Comptabilisation de la perte actuarielle nette liée aux prestations d'invalidité prolongée	-	-	-	-	19	11
Coûts comptabilisés²	161	251	27	27	203	183

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 8.

² Sauf l'incidence des comptes réglementaires dont il est question à la note 8.

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 :

(en millions de dollars)	2020	2019
Régimes de retraite agréés	161	251
Régimes de retraite complémentaires	27	27
Avantages complémentaires de retraite	203	183
Compte d'écarts lié aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 8)	141	130
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 8)	(87)	(153)
Coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	445	438

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 :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
<i>Variation des actifs de la caisse de retraite</i>						
Juste valeur des actifs de la caisse de retraite au début de l'exercice	14 926	13 765	-	-	-	-
Cotisations patronales	189	180	18	18	88	96
Cotisations salariales	94	91	-	-	-	-
Rendement réel des actifs des régimes	1 018	1 606	-	-	-	-
déduction faite des charges						
Versements de prestations	(831)	(719)	(18)	(18)	(88)	(96)
Acquisitions	-	3	-	-	-	-
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	15 396	14 926	-	-	-	-
<i>Variation des obligations au titre des prestations projetées</i>						
Obligations au titre des prestations projetées au début de l'exercice	18 124	17 068	387	353	3 203	2 799
Coût des services rendus au cours de l'exercice pour l'employeur	339	311	9	8	89	71
Cotisations salariales	94	91	-	-	-	-
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	530	609	11	13	97	102
Versements de prestations	(831)	(719)	(18)	(18)	(88)	(96)
Crédits des services passés	-	-	-	-	-	(19)
Perte actuarielle nette	1 735	759	39	31	203	341
Acquisitions	-	5	-	-	9	5
Obligations au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	19 991	18 124	428	387	3 513	3 203
Situation de capitalisation – déficit à la fin de l'exercice	(4 595)	(3 198)	(428)	(387)	(3 513)	(3 203)

Le passif au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et leur classement au bilan consolidé s'établissaient comme suit aux 31 décembre :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Passifs à court terme	-	-	(18)	(17)	(107)	(104)
Passifs à long terme	(4 595)	(3 198)	(410)	(370)	(3 406)	(3 099)
Total des passifs	(4 595)	(3 198)	(428)	(387)	(3 513)	(3 203)

Au 31 décembre 2020, les obligations au titre des prestations constituées pour les régimes de retraite agréés et les régimes de retraite complémentaires s'élevaient respectivement à 18 504 millions de dollars et 394 millions de dollars (respectivement à 16 808 millions de dollars et 361 millions de dollars au 31 décembre 2019). 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 ont augmenté, passant respectivement de 18 124 millions de dollars et 387 millions de dollars au 31 décembre 2019 à respectivement 19 991 millions de dollars et 428 millions de dollars au 31 décembre 2020. Cette augmentation s'explique principalement par la réévaluation des obligations au titre des prestations à la fin de 2020 qui tient compte de la baisse des taux d'actualisation.

Les obligations projetées au titre des prestations d'avantages complémentaires de retraite ont augmenté, passant de 3 203 millions de dollars au 31 décembre 2019 à 3 513 millions de dollars au 31 décembre 2020. Cette augmentation s'explique principalement par la réévaluation des obligations au titre des prestations à la fin de 2020 qui tient compte de la baisse 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 8, 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	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
<i>Variations des actifs des régimes et des obligations au titre des prestations comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu</i>						
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) de l'exercice considéré	1 587	(22)	39	31	184	330
Crédits des services passés de l'exercice	-	-	-	-	-	(18)
Amortissement de la perte actuarielle nette	(162)	(156)	(7)	(6)	-	-
Amortissement des coûts des services passés	-	-	-	-	2	-
Diminution (augmentation) totale des autres éléments du résultat étendu	1 425	(178)	32	25	186	312
Moins : augmentation (diminution) de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 8)	1 328	(161)	29	23	175	291
Diminution (augmentation) nette des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	97	(17)	3	2	11	21

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 :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
<i>Montants non amortis comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu</i>						
Crédits des services passés	-	-	-	-	(18)	(20)
Perte actuarielle nette	5 042	3 617	159	127	410	226
	5 042	3 617	159	127	392	206
Total des montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu						
Moins : actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 8)	4 684	3 356	148	119	367	192
Montant net comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	358	261	11	8	25	14

La perte actuarielle nette non amortie et les crédits des services passés non amortis aux 31 décembre s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Gain actuariel net non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	(180)	(190)	-	-	-	-
Perte actuarielle nette non amortissable en raison de l'utilisation du corridor	1 999	1 813	43	39	327	224
Perte actuarielle nette amortissable	3 223	1 994	116	88	83	2
Perte actuarielle nette non amortie	5 042	3 617	159	127	410	226
Crédits des services passés non amortis	-	-	-	-	(18)	(20)

La dernière évaluation actuarielle, aux fins de capitalisation, du régime de retraite agréé d'OPG, en date du 1^{er} janvier 2020, a été déposée auprès de l'Autorité ontarienne de réglementation des services financiers (« ARSF ») en septembre 2020. La prochaine évaluation actuarielle doit être réalisée au plus tard en date du 1^{er} janvier 2023. Pour 2021, les cotisations que la Société doit verser au régime de retraite agréé d'OPG devraient s'élever à 190 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} janvier 2020, les hypothèses démographiques et les autres hypothèses des régimes ont été examinées, et révisées au besoin, par des actuaires indépendants. À partir des hypothèses et données démographiques mises à jour au 1^{er} janvier 2020, conformément à la nouvelle évaluation actuarielle du régime de retraite agréé, OPG a également procédé, en 2020, 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 2020, reflétant les hypothèses appropriées aux fins comptables au 31 décembre 2020.

Les régimes de retraite complémentaires ne sont pas capitalisés, mais ils sont garantis au moyen de lettres de crédit qui totalisaient 428 millions de dollars au 31 décembre 2020 (392 millions de dollars au 31 décembre 2019).

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 2020, se détaillaient de la manière suivante :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés	Régimes de retraite complémentaires	Avantages complémentaires de retraite
2021	756	18	107
2022	747	18	107
2023	796	19	109
2024	787	19	112
2025	801	19	114
2026 à 2030	4 503	102	630

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 2020, 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 %	(36)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	36	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(56)	(1)	(2)
Diminution de 0,25 %	60	1	3
Inflation ²			
Augmentation de 0,25 %	109	1	1
Diminution de 0,25 %	(102)	(1)	-
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	25	4	1
Diminution de 0,25 %	(24)	(3)	-
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	71
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(29)

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.

16. 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 2020 et 2019, 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 14 millions de dollars au 31 décembre 2020 (11 millions de dollars au 31 décembre 2019).

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>	2020	2019
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	17
Dérivés sur marchandises (comptabilisés dans le bénéfice net)		
Pertes réalisées incluses dans les revenus	(4)	(14)
(Pertes latentes) gains latents inclus dans les revenus	(1)	3

Des pertes nettes avant impôts existantes de 13 millions de dollars comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2020 devraient être reclassées dans le bénéfice net dans les 12 prochains mois.

17. 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 :

(en millions de dollars)	Juste valeur		Valeur comptable ¹		Poste du bilan
	2020	2019	2020	2019	
Fonds distincts nucléaires (y compris la tranche échéant à moins d'un an) ²	19 096	18 292	19 096	18 292	Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires
Prêt à recevoir de Fair Hydro Trust	1 017	945	913	917	Prêt
Investissement dans des actions d'Hydro One Limited	172	169	172	169	Titres de capitaux propres
Montant à payer relatif aux couvertures de flux de trésorerie	(16)	(24)	(16)	(24)	Créditeurs et charges à payer
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(11 160)	(9 163)	(9 332)	(8 226)	Dette à long terme
Autres instruments financiers	30	22	30	22	Divers

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.

En raison de la déconsolidation de Fair Hydro Trust survenue après que la *Loi de 2019 pour réparer le gâchis dans le secteur de l'électricité* a reçu la sanction royale, OPG a comptabilisé son placement en titres d'emprunt subordonnés dans Fair Hydro Trust à titre de prêt à recevoir en date du 9 mai 2019. Le prêt à recevoir est évalué selon le cours du marché révélateur pour des dettes de premier rang, ajusté en fonction des risques supplémentaires associés à la dette subordonnée. 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 :

(en millions de dollars)	2020			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Actifs				
<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
				14 616
Montant à payer à la Province				(3 765)
Fonds distinct pour combustible irradié, montant net				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
				11 194
Montant à payer à la Province				(2 949)
Fonds distinct de déclassement, montant net				8 245
Titres de capitaux propres	172	-	-	172
Autres actifs financiers	1	1	46	48
Passifs				
Autres passifs financiers	(18)	-	-	(18)

(en millions de dollars)	2019			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actif				
<i>Fonds distinct pour combustible irradié</i>				
Placements évalués à la juste valeur, compte non tenu des placements évalués à la valeur liquidative	6 021	5 333	-	11 354
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				2 136
Montant à payer à la Province				13 490 (3 067)
Fonds distinct pour combustible irradié, montant net				10 423
<i>Fonds distinct de déclassement</i>				
Placements évalués à la juste valeur, compte non tenu des placements évalués à la valeur liquidative	4 575	3 959	-	8 534
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				1 719
Montant à payer à la Province				10 253 (2 384)
Fonds distinct de déclassement, montant net				7 869
Titres de capitaux propres	169	-	-	169
Autres actifs financiers	6	5	35	46
Passifs				
Autres passifs financiers	(22)	(2)	-	(24)

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 de l'exercice clos le 31 décembre 2020, il n'y a eu aucun transfert entre le niveau 1 et le niveau 2 ni vers ou depuis le niveau 3.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les variations des actifs nets évalués à la juste valeur et classés comme des instruments financiers de niveau 3 s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	Autres instruments financiers
Solde d'ouverture au 1 ^{er} janvier 2020	35
Gains latents inclus dans les revenus	7
Pertes réalisées incluses dans les revenus	(4)
Achats	8
Solde de clôture au 31 décembre 2020	46

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	2 257	779	s. o.	s. o.
Titres immobiliers	1 497	1 034	s. o.	s. o.
Agriculture	157	17	s. o.	s. o.
Fonds en gestion commune				
Placements à court terme	45	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Titres à revenu fixe	2 261	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Titres de capitaux propres	1 087	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Total	7 304	1 830		

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.

18. CAPITAL-ACTIONS

Actions ordinaires

Aux 31 décembre 2020 et 2019, 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 2020 et 2019, OPG avait 18 343 815 actions de catégorie A émises et en circulation d'une valeur déclarée de 787 millions de dollars.

19. 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 2020 et 2019, ce nombre était de 274,6 millions. Au cours des exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019, il n'y avait aucun titre dilutif.

20. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Litiges

Le 9 août 2006, un avis d'action et une déclaration, déposés devant la Cour de justice supérieure de l'Ontario, pour des dommages allégués de 500 millions de dollars ont été signifiés à OPG et à Bruce Power par British Energy Limited et British Energy International Holdings Limited (collectivement, « British Energy »). L'action portait sur tout paiement ou dédommagement dont British Energy serait rendue responsable au cours d'une procédure d'arbitrage à son encontre par certains propriétaires de Bruce Power concernant une prétendue violation des déclarations et garanties que British Energy avait fournies aux requérants au moment de l'acquisition de la participation que British Energy avait dans Bruce Power (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.

En 2012, l'arbitre a conclu que British Energy était responsable, vis-à-vis des requérants, d'une partie des dommages qu'ils réclamaient. British Energy a évalué le montant du règlement final à 71 millions de dollars. En septembre 2014, British Energy a modifié sa déclaration (déclaration modifiée) pour réduire le montant des dommages à 100 millions de dollars pour refléter le fait que l'arbitrage n'avait pas accordé aux acquéreurs de la participation de British Energy dans Bruce Power 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.

En novembre 2016, British Energy a obtenu l'approbation de la Cour de justice supérieure de l'Ontario d'un calendrier pour la poursuite des procédures et selon lequel la date du procès devait être fixée avant le 31 décembre 2018. OPG a transmis une défense conformément à une prorogation de la date limite initiale du 30 juin 2017, indiquée dans le calendrier. British Energy a signifié une réponse et ses documents d'affidavit en novembre 2018. Les deux parties ont échangé des documents en septembre 2019. Des rencontres préparatoires au procès sont prévues pour le 31 mai 2021, et le procès doit commencer le 8 novembre 2021.

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 2020, le montant total des garanties fournies par OPG se chiffrait à 4 millions de dollars (80 millions de dollars au 31 décembre 2019). Le montant au 31 décembre 2019 comprenait principalement des garanties liées à la centrale Portlands Energy Centre, qui était alors détenue en copropriété. Depuis qu'OPG a fait l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans la centrale Portlands Energy Centre le 29 avril 2020 (se reporter à la note 4), cette dernière n'est plus détenue en copropriété et est consolidée dans les états financiers consolidés d'OPG.

Au 31 décembre 2020, l'incidence possible de la juste valeur des garanties en cours sur le bénéfice était de moins 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 2020 se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	2021	2022	2023	2024	2025	Par la suite	Total
Ententes d'achat de combustible	156	128	106	46	34	18	488
Cotisations au régime de retraite agréé d'OPG ¹	190	193	-	-	-	-	383
Remboursement sur la dette à long terme	439	206	73	616	579	7 428	9 341
Intérêt sur la dette à long terme	344	330	322	312	299	4 525	6 132
Remboursement sur la dette à court terme	1 050	-	-	-	-	-	1 050
Engagements liés à la réfection de la centrale Darlington ²	220	-	-	-	-	-	220
Permis d'exploitation	45	46	47	48	49	50	285
Obligations en vertu de contrats de location simple	11	10	7	6	4	16	54
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer	1 065	-	-	-	-	-	1 065
Autres	105	33	13	13	12	90	266
Total	3 625	946	568	1 041	977	12 127	19 284

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} janvier 2020. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être en date du 1^{er} janvier 2023 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 2022 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 2 766 millions de dollars au 31 décembre 2020 (2 822 millions de dollars au 31 décembre 2019). La valeur comptable nette se compose essentiellement des coûts de mise hors service d'immobilisations.

21. SECTEURS D'ACTIVITÉ

Au 31 décembre 2020, OPG comptait les cinq secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique visée par contrat et autre
- Production au gaz visée par contrat

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 connexes conclus avec Bruce Power, qui visent les centrales nucléaires Bruce. Ces revenus comprennent les revenus locatifs, les honoraires pour la 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 et de la prestation de services auxiliaires au réseau d'électricité fournis par les centrales nucléaires exploitées par OPG.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée 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, à la mise hors service 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 Gestion des déchets nucléaires réglementée, OPG comptabilise une charge intersectorielle entre les secteurs Production nucléaire réglementée et Gestion des déchets nucléaires réglementée. L'incidence de cette charge intersectorielle est éliminée dans les états des résultats et les bilans consolidés.

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée est considéré comme réglementé parce que les coûts liés aux passifs nucléaires sont inclus dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés l'électricité produite par les installations nucléaires réglementées Darlington et Pickering d'OPG.

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 2022 et 2024, 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 2021 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.

À compter du deuxième trimestre de 2020, le secteur Production visée par contrat et autre a été renommé Production hydroélectrique visée par contrat et autre.

Production au gaz visée par contrat

Le secteur Production au gaz visée par contrat a été créé au deuxième trimestre de 2020 dans le but de décrire les résultats d'exploitation liés au portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel à cycle combiné en Ontario de la Société. Ces centrales sont exploitées par l'entremise d'Atura Power. 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 ont été acquises le 29 avril 2020, tandis que la participation restante de 50 % dans la centrale Brighton Beach a été acquise en août 2019. Pour en savoir plus sur l'acquisition, se reporter à la note 4. Les centrales prises en compte dans le secteur sont exploitées en vertu de CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme, lesquels viennent à échéance de 2024 à 2040. 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.

Les montants comparatifs de 2019 relatifs aux participations d'OPG dans les centrales Portlands Energy Centre et Brighton Beach, qui étaient présentés dans le secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre, ont été reclassés afin de les rendre conformes à la nouvelle présentation des secteurs.

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>	2020	2019
Production nucléaire réglementée	55	48
Production hydroélectrique réglementée	9	9
Production hydroélectrique visée par contrat et autre	5	5
	69	62

Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (en millions de dollars)	Production réglementée			Production non réglementée			Éliminations	Total
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électricité	Production hydroélectrique visée par contrat et autre	Production au gaz visée par contrat	Autres		
Revenus	4 549	-	1 548	660	405	6	-	7 168
Revenus de location	25	-	-	-	-	18	-	43
Revenus divers	-	134	-	-	-	92	(197)	29
Revenu total	4 574	134	1 548	660	405	116	(197)	7 240
Charges liées au combustible	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 gestion des déchets nucléaires	-	(928)	-	-	-	-	-	(928)
Bénéfice tiré des participations dans des entités sous influence notable	-	-	-	(1)	(10)	-	-	(11)
Impôts fonciers	25	-	1	18	2	2	-	48
Autres pertes (gains)	-	-	2	9	1	(6)	-	6
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	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

Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 (en millions de dollars)	Production réglementée			Production non réglementée				
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydro- électricité	Production hydroélectrique visée par contrat et autres	Production au gaz visée par contrat	Autres	Éliminations	Total
Revenus	3 806	-	1 517	615	22	6	-	5 966
Revenus de location	25	-	-	-	-	16	-	41
Revenus divers	-	144	-	-	-	71	(200)	15
Revenu total	3 831	144	1 517	615	22	93	(200)	6 022
Charges liées aux combustibles	299	-	336	42	-	-	-	677
Marge brute	3 532	144	1 181	573	22	93	(200)	5 345
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 201	144	336	216	4	87	(200)	2 788
Dotation aux amortissements	674	-	224	121	6	48	-	1 073
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	1 007	-	6	-	6	-	1 019
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	(894)	-	-	-	-	-	(894)
Bénéfice tiré des participations dans des entités sous influence notable	-	-	-	(1)	(39)	-	-	(40)
Impôts fonciers	25	-	1	14	-	2	-	42
Autres pertes (gains)	-	-	1	(3)	-	(38)	-	(40)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts	632	(113)	619	220	51	(12)	-	1 397
Intérêts débiteurs, montant net								64
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices								1 333
Charge d'impôts								190
Bénéfice net								1 143

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 autres	Production au gaz visée par contrat	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 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)

Principales données sectorielles du bilan consolidé au 31 décembre 2019 (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	Production au gaz visée par contrat	Autres	
Immobilisations corporelles en service, montant net	6 518	-	7 460	5 447	406	240	20 071
Constructions en cours	5 748	-	137	75	-	16	5 976
Immobilisations corporelles, montant net	12 266	-	7 597	5 522	406	256	26 047
Actifs incorporels en service, montant net	20	-	1	165	-	70	256
Aménagement en cours	6	-	-	-	-	46	52
Actifs incorporels, montant net	26	-	1	165	-	116	308
Goodwill	-	-	-	163	-	-	163
Stocks de combustible	196	-	-	37	-	-	233
Matières et fournitures, montant net							
À court terme	91	-	-	1	-	-	92
À long terme	390	-	-	2	-	-	392
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (tranche à court terme et tranche à long terme)	-	18 292	-	-	-	-	18 292
Prêt à recevoir	-	-	-	-	-	917	917
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	(21 787)	-	(110)	(12)	(172)	(22 081)

**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	Production au gaz visée par contrat	Autres	
<i>(en millions de dollars)</i>							
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
Exercice clos le 31 décembre 2019							
Investissement dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels	1 581	-	204	129	-	77	1 991
Variation nette des montants à payer et autres éléments hors caisse							67
Investissement dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels – flux de trésorerie							2 058

22. 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 :

(en millions de dollars)	2020		2019	
	Revenus	Charges	Revenus	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	6	-	8	-
Services	-	9	-	9
Dividendes	6	-	7	-
Province d'Ontario				
Variation du montant du Fonds distinct de déclassement à payer à la Province ¹	-	565	-	870
Variation du montant du Fonds distinct pour combustible irradié à payer à la Province ¹	-	698	-	1 085
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	108	-	109
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	208	-	206
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	-	120	-	136
Impôts sur les bénéfices	-	475	-	343
Impôts fonciers	-	11	-	12
SIERE				
Revenus liés à la production d'électricité	6 256	-	5 521	-
Rendement de Fair Hydro Trust ²	-	-	24	-
Fair Hydro Trust				
Intérêts créditeurs ²	33	-	20	-
	6 301	2 194	5 580	2 770

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 2020 et 2019, les Fonds distincts nucléaires étaient présentés déduction faite des montants à payer à la Province respectivement de 6 714 millions de dollars et 5 451 millions de dollars.

² Fair Hydro Trust a été déconsolidée des résultats financiers consolidés d'OPG en date du 9 mai 2019. En conséquence, certaines opérations qui avaient été précédemment éliminées à la consolidation, notamment les intérêts créditeurs sur le placement d'OPG dans des titres d'emprunt subordonnés émis par Fair Hydro Trust, sont traitées comme des opérations avec des entités hors d'OPG, et sont présentées comme des opérations entre parties liées. Le rendement de Fair Hydro Trust renvoyait à la période précédant la déconsolidation et comprenait essentiellement des intérêts créditeurs, montant net, que gagnait Fair Hydro Trust sur les créances de financement de la SIERE qui ont été consolidés dans les résultats financiers d'OPG jusqu'au 9 mai 2019.

Les soldes entre OPG et ses parties liées aux 31 décembre s'établissaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2020	2019
Montants à recevoir de parties liées		
Hydro One	1	1
SIERE – montants à recevoir liés à l'électricité	487	462
Fair Hydro Trust ¹	4	4
Portlands Energy Centre ²	-	1
Prêt à recevoir		
Fair Hydro Trust ¹	913	917
Titres de capitaux propres		
Actions d'Hydro One	172	169
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer		
Hydro One	2	2
Portlands Energy Centre ²	-	1
SFIEO	88	65
Province d'Ontario	7	9
SIERE – montants à payer liés à l'électricité	6	5
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)		
Billets à payer à la SFIEO	2 875	3 135

¹ Fair Hydro Trust a été déconsolidée des résultats consolidés d'OPG le 9 mai 2019. Par conséquent, certains soldes ne sont plus comptabilisés dans le bilan consolidé d'OPG. Le prêt à recevoir de Fair Hydro Trust représente le placement d'OPG dans la dette subordonnée émise par Fair Hydro Trust et est inscrit au bilan consolidé après la date de déconsolidation d'OPG. À la déconsolidation de Fair Hydro Trust, un gain sur la juste valeur après impôt de 39 millions de dollars a été comptabilisé directement dans les capitaux propres, représentant une opération entre des entités sous contrôle commun.

² Les soldes intersociétés liés à Portlands Energy Centre ont été éliminés au moment de la consolidation après l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans Portlands Energy Centre le 29 avril 2020 et ne sont plus présentés comme des opérations entre parties liées.

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 2020, les Fonds distincts nucléaires détenaient 1 601 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (1 426 millions de dollars en 2019) et 10 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (11 millions de dollars en 2019). Au 31 décembre 2020, la caisse du régime de retraite agréé détenait 50 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (67 millions de dollars en 2019). En 2019, la caisse de retraite du régime agréé détenait 7 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario. 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.

23. VARIATIONS NETTES DES SOLDES DU FONDS DE ROULEMENT HORS CAISSE

(en millions de dollars)	31 décembre	
	2020	2019
Montants à recevoir de parties liées	20	15
Stocks de combustible	13	61
Matières et fournitures	21	30
Charges payées d'avance	7	(8)
Autres actifs à court terme	(34)	67
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer	76	(66)
Variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse	103	99

24. PARTICIPATION SANS CONTRÔLE

Lower Mattagami LP

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 dans le bas de la rivière Matagami, 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 partenaire 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. 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. 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.

25. RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, des frais de recherche et de développement de 47 millions de dollars (114 millions de dollars en 2019) ont été imputés aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.

26. PARTICIPATIONS DANS DES ENTITÉS SOUS INFLUENCE NOTABLE

Les participations dans des entités sous influence notable sont comptabilisées à la valeur de consolidation. Les soldes des participations dans des entités sous influence notable aux 31 décembre se présentaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2020	2019
Portlands Energy Centre ¹		
Actifs à court terme	-	18
Actifs à long terme	-	209
Passifs à court terme	-	(5)
Passifs à long terme	-	(7)
Autres ²		
Actifs nets totaux	37	35
Participations dans des entités sous influence notable	37	250

¹ Le 29 avril 2020, OPG a acquis la participation résiduelle de 50 % dans Portlands Energy Centre, et les soldes ont été consolidés dans les états financiers consolidés d'OPG. Pour en savoir plus sur l'acquisition, voir la note 4.

² Représentent les participations minoritaires dans 14 entités aux États-Unis et la participation de 50 % dans Ontario Charging Network LP.

27. COVID-19

Depuis le début de 2020, l'éclosion de la maladie provoquée par une nouvelle souche de coronavirus, identifiée comme la COVID-19, a obligé les gouvernements du monde entier à adopter une série de mesures d'urgence pour contrer la propagation du virus. Ces mesures, comme les confinements, les restrictions de voyage, les quarantaines volontaires et la distanciation physique, ont causé des perturbations majeures pour de nombreuses entreprises à l'échelle mondiale, ce qui a entraîné des périodes de ralentissement économique et de volatilité des marchés des capitaux. Les gouvernements et les banques centrales du Canada et des États-Unis ont réagi par des interventions monétaires et fiscales importantes conçues pour stabiliser la conjoncture économique et promouvoir la reprise économique. On ignore encore la durée et les répercussions définitives de la pandémie de COVID-19, ainsi que l'efficacité qu'auront les interventions des gouvernements et des banques centrales. Il est impossible d'estimer avec fiabilité la durée et l'ampleur de la situation, ainsi que les conséquences, le cas échéant, sur les résultats financiers et la situation financière de la Société et de ses filiales en exploitation pour les périodes ultérieures.

Dirigeants d'OPG



Wendy Kei
Présidente
du conseil
d'administration



Ken Hartwick
Président et chef
de la direction



Shelley Babin
Première vice-
présidente, Droit et
affaires juridiques



Nicolle Butcher
Première vice-
présidente,
Développement et
stratégie d'entreprise



Alec Cheng
Vice-président,
Trésorier



Heather Ferguson
Première vice-
présidente,
Affaires générales



Chris Ginther
Chef de
l'administration



Sean Granville
Chef de
l'exploitation
nucléaire



Steve Gregoris
Premier vice-
président,
Centrale Darlington



Mel Hogg
Première vice-
présidente,
Ressources humaines



David Kaposi
Vice-président,
Chef des
placements



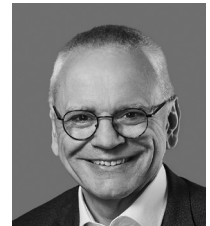
Mike Martelli
Président,
Production
d'énergie
renouvelable



Carlton Mathias
Vice-président,
Gouvernance
d'entreprise et
secrétaire général



John Mauti
Chef des finances
et vice-président
principal,
Finances



Dominique Minière
Président,
Exploitation
nucléaire



Dietmar Reiner
Premier vice-
président,
chef des projets



Subo Sinnathamby
Première vice-
présidente, Réfection
des centrales
nucléaires



Robby Sohi
Premier vice-président,
Développement
et stratégie d'entreprise

Le rapport annuel est aussi disponible
en anglais sur notre site Web.
This annual report is also available
in English on our website.

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., mai 2021

Prière de recycler