

2022

ONTARIO  
**POWER**  
GENERATION

**RAPPORT  
ANNUEL  
2022**





# Table des matières

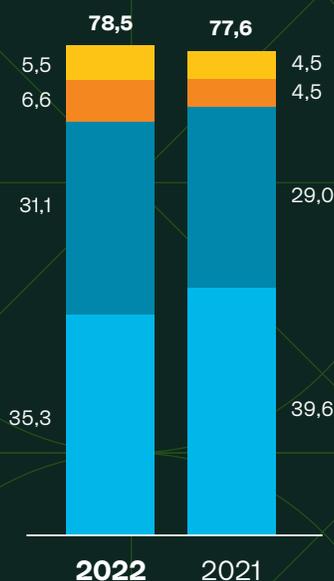
<b>Faits saillants financiers</b> .....	<b>2</b>
Revenus et faits saillants d'exploitation .....	3
<b>Profil de la Société</b> .....	<b>5</b>
<b>Message de la présidente du conseil d'administration et du président et chef de la direction</b> .....	<b>9</b>
Bâtir un avenir énergétique propre .....	17
Électrifier le quotidien en l'espace d'une génération .....	23
Promouvoir la réconciliation .....	25
Être le chef de file de l'avenir .....	24
<b>Rapport de l'exercice 2022</b> <b>Rapport de gestion</b> .....	<b>33</b>
<b>États financiers consolidés</b> .....	<b>131</b>
<b>Notes des états financiers consolidés</b> .....	<b>142</b>
<b>Dirigeants et cadres d'OPG</b> .....	<b>219</b>

# Faits saillants financiers

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Revenus	<b>7 349</b>	<b>6 877</b>
Charges liées au combustible	<b>1 105</b>	<b>874</b>
<b>Marge brute</b>	<b>6 244</b>	<b>6 003</b>
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	<b>2 929</b>	<b>2 889</b>
Dotation aux amortissements	<b>1 124</b>	<b>1 132</b>
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	<b>1 136</b>	<b>1 089</b>
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	<b>(1 031)</b>	<b>(967)</b>
Taxes foncières	<b>49</b>	<b>48</b>
	<b>4 207</b>	<b>4 191</b>
Bénéfice avant autres (gains) pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	<b>2 037</b>	<b>1 812</b>
Autres gains	<b>(133)</b>	<b>(4)</b>
Intérêts débiteurs, montant net	<b>176</b>	<b>233</b>
Charge d'impôts	<b>343</b>	<b>239</b>
<b>Résultat net</b>	<b>1 651</b>	<b>1 344</b>
Production d'électricité (TWh)	<b>78,5</b>	<b>77,6</b>
<b>Flux de trésorerie</b>		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	<b>2 997</b>	<b>2 440</b>

# Faits saillants des revenus et d'exploitation

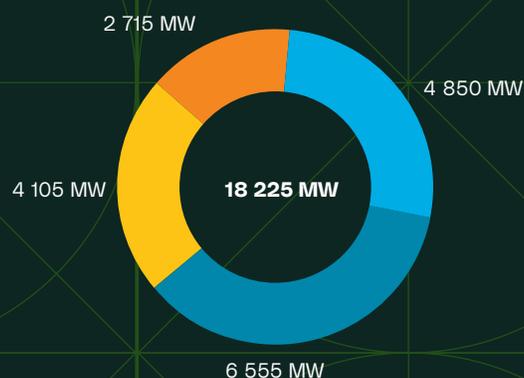
Production d'électricité  
(en TWh)



Revenus  
(en millions de dollars)



Capacité de production en service  
(en MW) au 31 décembre 2022



**Légende**

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

\* Reflète l'incidence de la réfection de l'unité 1 et de l'unité 3 de la centrale Darlington. L'unité 1 a été mise hors service en février 2022 et l'unité 3, en septembre 2020.



# Profil de la Société

Ontario Power Generation (OPG) est le plus grand producteur d'électricité 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 de l'Ontario.

OPG possède l'un des portefeuilles de production d'énergie les plus diversifiés d'Amérique du Nord, et répond à environ la moitié des besoins en électricité de la province. En Ontario, la Société détient et exploite 2 centrales nucléaires, 66 centrales hydroélectriques, 4 centrales alimentées au gaz naturel à cycle combiné et 2 centrales thermiques, ainsi qu'une centrale solaire. De plus, en Ontario, OPG possède 2 centrales nucléaires qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. et, aux États-Unis, elle détient et exploite 85 centrales hydroélectriques. Les 4 centrales à cycle combiné sont exploitées par sa filiale, Atura Power (Atura), et les centrales hydroélectriques aux États-Unis, par une autre filiale, Eagle Creek Renewable Energy LLC (Eagle Creek). **Au 31 décembre 2021, OPG avait une capacité en service de 18 225 MW.**

OPG a mis en œuvre une mesure de lutte contre les changements climatiques parmi les plus importantes du monde en fermant ses centrales alimentées au charbon, et s'efforce *désormais de devenir une entreprise carboneutre d'ici 2040* et le catalyseur d'une économie *carboneutre d'ici 2050*. La Société accorde également la priorité à ses employés et à ses partenariats avec les collectivités autochtones en faisant la promotion de son plan d'action de réconciliation et de sa stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion.

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

# 18 , 225

mégawatts (MW) :

- Adossé à des actifs de **62,3 milliards de dollars**
- Environ **9 565 employés** qui travaillent dans des emplacements répartis entre Kenora et Cornwall et aux États-Unis.
- **Résultat net** d'environ **7 milliards de dollars** au profit de la Province au cours des cinq derniers exercices
- **Producteur de premier plan d'isotopes nucléaires**, produits pour la première fois à la centrale nucléaire Pickering il y a près de 50 ans



## 2

centrales  
nucléaires



## 66

centrales  
hydroélectriques  
au Canada



## 2

centrales  
thermiques



## 1

centrale  
solaire



## 85

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



## 4

centrales  
à cycle combiné  
d'Atura Power



# Faits saillants de 2022

*Production  
d'électricité de*

**78,5**  
térawattheures

*Bénéfice net attribuable à l'actionnaire,  
la Province de l'Ontario, de*

**\$1 636 millions  
de dollars**

*Engagement à générer  
des avantages économiques de plus de*

**75 millions  
de dollars**

à l'intention des collectivités et des  
entreprises autochtones

*Émission d'obligations  
vertes totalisant*

**550 millions  
de dollars**

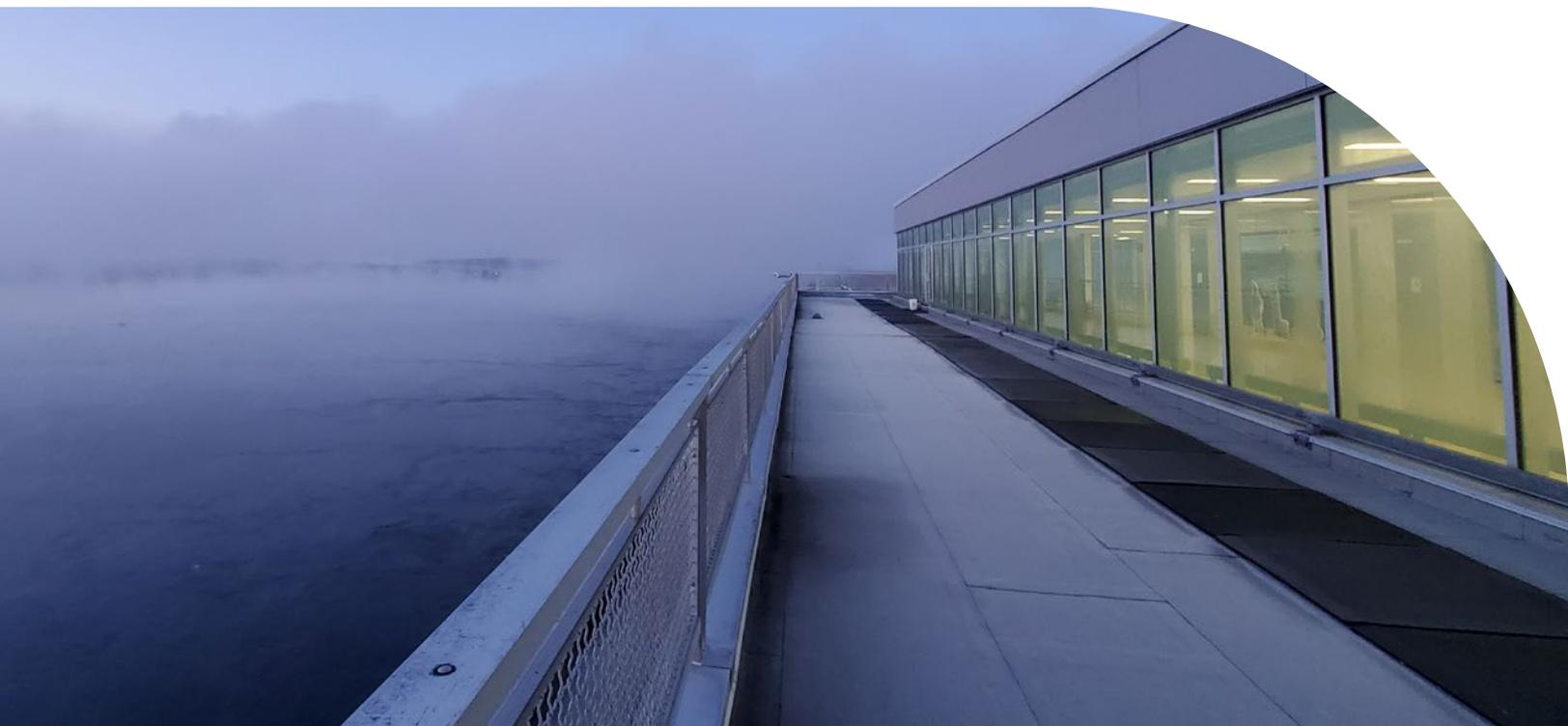
pour des projets d'énergie propre

*Mise en œuvre*

de plusieurs projets d'énergie propre, y compris  
la réfection de la centrale Darlington et le  
développement de petits réacteurs modulaires

*Réception*

du Prix d'excellence du président de  
l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ)  
pour la sécurité des employés



This page has been intentionally left blank.



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

En 2022, OPG et ses employés ont continué à produire de l'électricité propre, abordable et fiable pour l'Ontario, tout en innovant et en jetant les bases de l'électrification et de la carboneutralité pour l'avenir.

Dans le cadre de nos activités de base et de nos projets, nous avons démontré pourquoi nous demeurons le plus grand producteur d'électricité propre de la province. Grâce à un portefeuille de centrales parmi les plus diversifiés d'Amérique du Nord, nous avons produit de manière sécuritaire 78,5 térawattheures (TWh) d'électricité en 2022, contre 77,6 TWh en 2021 et généré un bénéfice net de 1 636 millions de dollars de pour l'actionnaire, la Province de l'Ontario, une augmentation de 311 millions de dollars par rapport à celui de 2021. Lorsque les Ontariens ont eu besoin d'électricité, nous étions là pour leur fournir une énergie fiable et à faible coût et répondre à la moitié des besoins en électricité de la province.



**Wendy Kei**  
Présidente  
du conseil  
d'administration



**Ken Hartwick**  
Président et chef  
de la direction

Au fur et à mesure que l'Ontario croît et que de plus en plus de segments de l'économie s'électrifient, la demande d'énergie propre et diversifiée devrait croître elle aussi. La vision d'entreprise d'OPG est d'électrifier le quotidien en l'espace d'une génération, et sa mission de bâtir un avenir durable alimenté par son électricité, ses gens et ses idées. Pour se conformer à ces énoncés ambitieux, OPG fait des investissements majeurs dans la production de nouvelles énergies propres, optimise son portefeuille existant et construit l'infrastructure nécessaire pour accélérer l'électrification.



**Nous nous employons  
à construire le premier  
petit réacteur modulaire  
commercial d'Amérique  
du Nord à la centrale  
nucléaire Darlington**



En 2022, OPG a poursuivi le développement des petits réacteurs modulaires (PRM) qui produiront l'énergie nucléaire de prochaine génération qui contribuera à lutter contre les changements climatiques et à combler les besoins futurs en électricité. Le projet de construction du premier PRM commercial d'Amérique du Nord à la centrale Darlington – première centrale nucléaire de l'Ontario construite en une génération – a atteint plusieurs jalons en 2022, notamment le début des activités d'aménagement de l'emplacement et la présentation d'une demande de permis de construction à la Commission canadienne de sûreté nucléaire. Le projet a également obtenu le soutien du

gouvernement fédéral sous la forme d'une facilité de crédit de 970 millions de dollars octroyée par la Banque de l'infrastructure du Canada, qui contribuera à financer les premiers travaux d'aménagement de l'emplacement qui sont en cours.

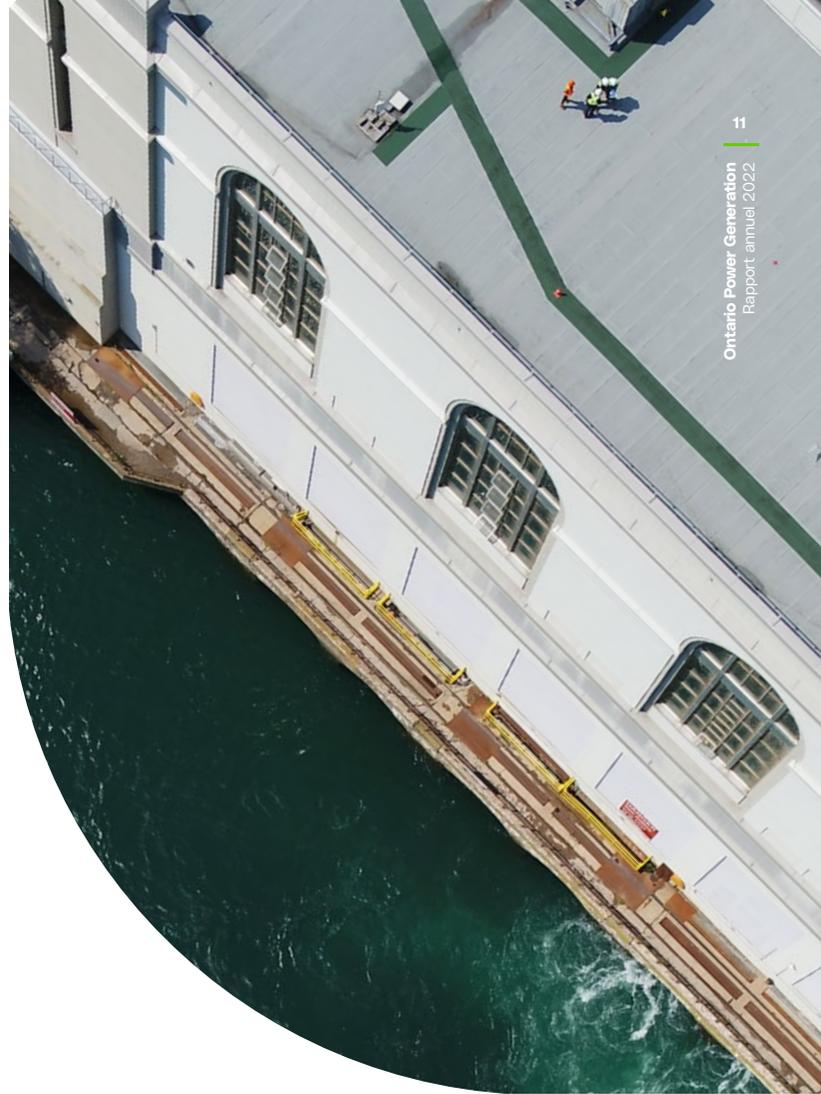
Ce moment historique a confirmé l'importance de l'énergie nucléaire dans la construction d'un avenir durable et carboneutre. Par l'entremise de la coentreprise Global First Power, nous faisons progresser le développement d'un réacteur micromodulaire, qui pourrait fournir de l'électricité et du chauffage aux collectivités éloignées et aux industries qui ne sont pas connectées au réseau électrique.

Ce fut aussi une très bonne année pour l'avenir des activités nucléaires actuelles. En septembre, la Province de l'Ontario a annoncé qu'elle appuyait l'exploitation sécuritaire et continue des unités 5 à 8 de la centrale nucléaire Pickering jusqu'en septembre 2026 et a demandé à OPG de mettre à jour son évaluation de la faisabilité de la réfection de ces unités afin de répondre aux besoins croissants de la province. Cette annonce témoigne de l'exploitation sécuritaire et fiable de nos centrales, de la performance solide de nos projets et de la performance exceptionnelle récente de la centrale Pickering. Notre projet de réfection de la centrale Darlington a également considérablement progressé, deux unités ayant fait l'objet de travaux d'entretien. La réalisation du projet, qui générera de l'électricité propre et fiable pendant plus de 30 années lorsqu'il sera achevé, se poursuit comme prévu, alors que nous en sommes à plus de la moitié de la phase d'exécution sur 10 ans.

Outre le nucléaire, OPG prépare l'avenir en renforçant son portefeuille de centrales hydroélectriques fiables et éprouvées en Ontario et aux États-Unis. En 2022, OPG a réalisé plusieurs travaux d'entretien et de mise à niveau des unités, et terminé l'installation de deux unités neuves à sa pièce maîtresse, la centrale Sir Adam Beck I, à Niagara Falls. Par l'entremise de notre filiale Eagle Creek, nous avons continué à produire de l'énergie propre provenant de 85 centrales hydroélectriques réparties sur l'ensemble des États-Unis et acquis un nouveau projet hydroélectrique dans l'État de Washington. Nous évaluons actuellement

les possibilités d'aménagement de nouvelles centrales hydroélectriques dans le nord de l'Ontario, en partenariat avec les collectivités autochtones, et cherchons à mettre en œuvre de nouveaux systèmes de stockage pompé pour augmenter l'approvisionnement en énergie propre.

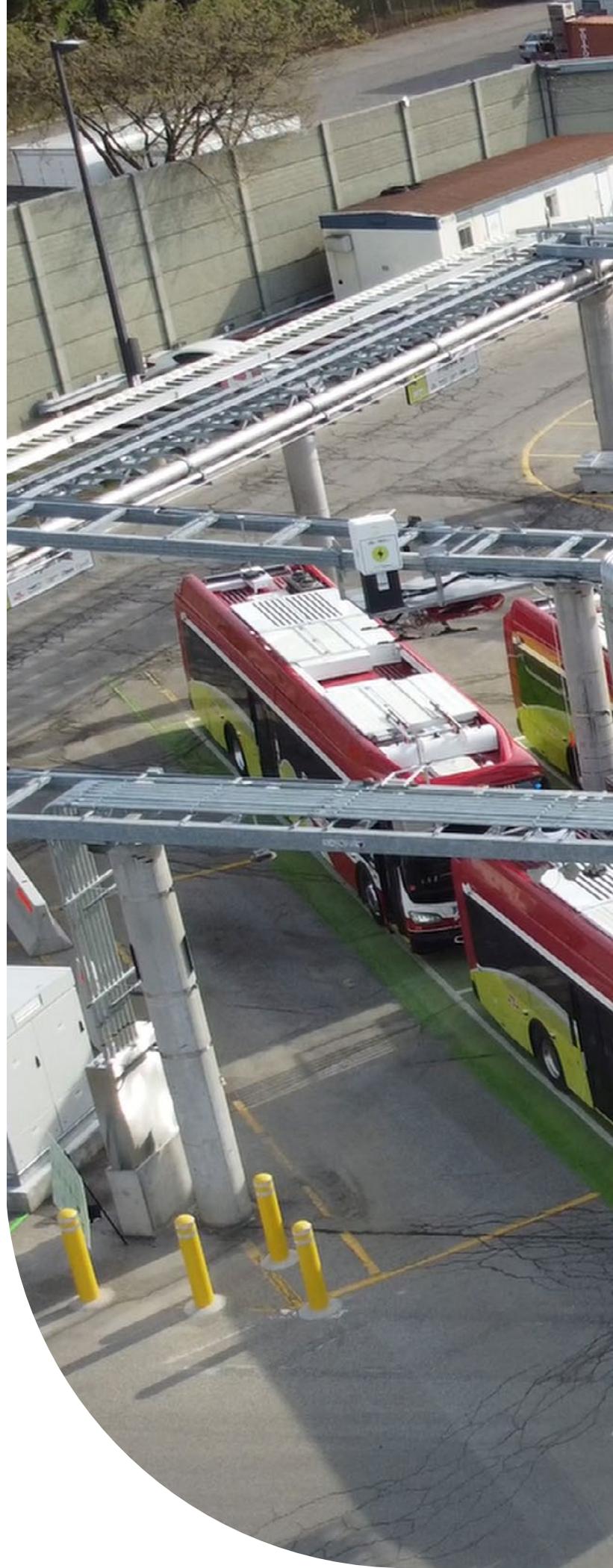
De plus, notre filiale Atura ouvre la voie à la carboneutralité pour la province, grâce à l'électricité fiable produite par son portefeuille de centrales équipées de turbines alimentées au gaz naturel à cycle combiné. À mesure que l'Ontario s'électrifie, cette électricité est essentielle pour répondre rapidement à la demande de pointe en hiver et en été, et pour permettre l'utilisation de sources



intermittentes d'énergie renouvelable, comme l'énergie éolienne et l'énergie solaire. En 2022, Atura a continué d'établir les bases de la production d'hydrogène faible en carbone, une source de combustible polyvalente qui pourrait contribuer à la décarbonation des industries.

Enfin, pour soutenir la transition à l'électrification, nous contribuons à la construction de l'infrastructure dont la province aura besoin dans les années à venir. Par l'entremise de notre filiale, PowerON Energy Solutions (PowerON), nous collaborons avec des organismes de transport collectif partout dans la province, notamment la Toronto Transit Commission (TTC), pour construire et exploiter les bornes de recharge et autres systèmes, afin de permettre l'électrification du parc d'autobus de la province. De plus, le partenariat avec Ivy Charging Network (Ivy) et Hydro One met en place le plus grand réseau de bornes de recharge de véhicules électriques de la province, y compris dans tous les emplacements ONroute, un chargeur à la fois. Grâce à ces efforts, OPG contribue à la décarbonation du secteur des transports, qui, de nos jours, est le plus grand émetteur de carbone de la province.

Des choses passionnantes se préparent, alors qu'OPG contribue à la transition énergétique de l'Ontario et répond à la demande grandissante d'électricité.





Pour réaliser sa vision d'électrifier le quotidien, OPG continue à s'appuyer sur toutes les sources d'énergie, y compris le nucléaire, l'hydroélectricité et le gaz naturel. Et nous ferons de la sécurité notre priorité, conformément à nos engagements et aux objectifs décrits dans notre plan en matière de changements climatiques, notre stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion, et notre plan d'action de réconciliation.

Pour 2023 et par la suite, cette vision sera garante de notre réussite.

Nous remercions tous nos employés en Ontario et aux États-Unis. C'est grâce à votre dévouement, à votre engagement et à vos idées novatrices que nous pourrions électrifier le quotidien, décarboner l'économie et construire un avenir meilleur pour les générations futures.

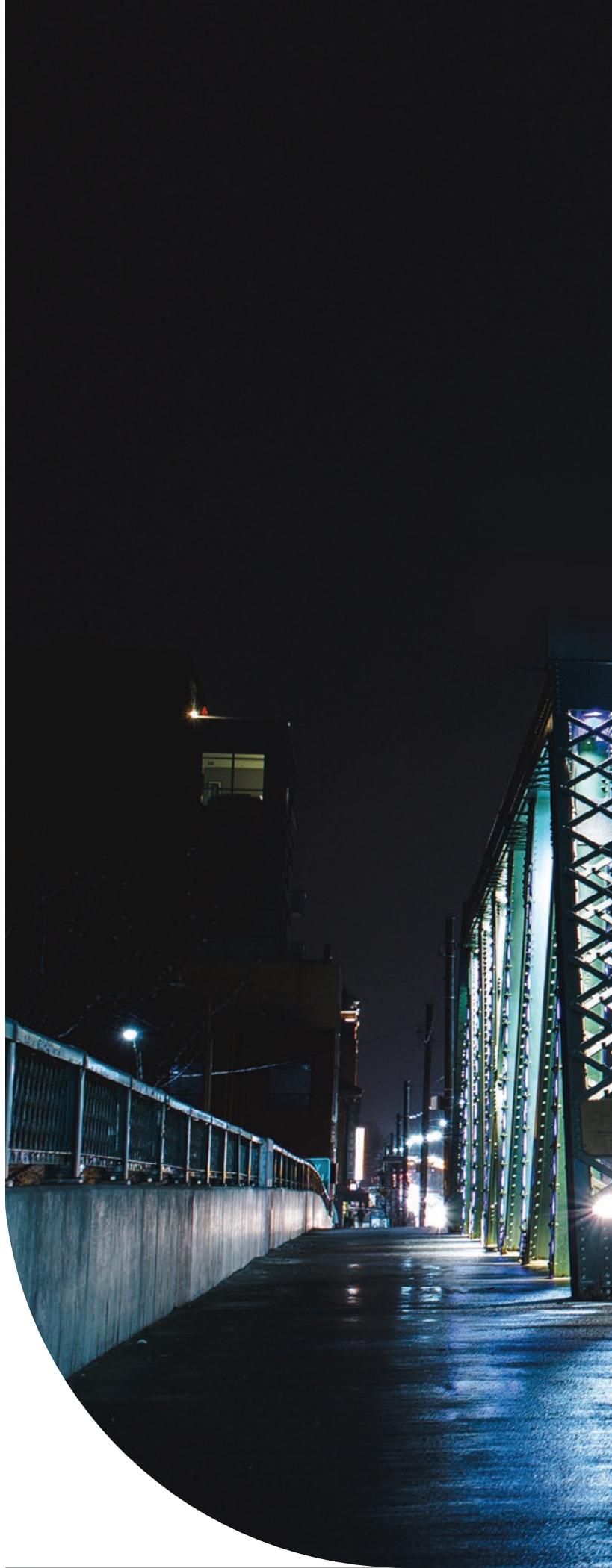
Merci, et portez-vous bien.



**Wendy Kei,**  
**Présidente du conseil d'administration**



**Ken Hartwick,**  
**Président et chef de la direction**

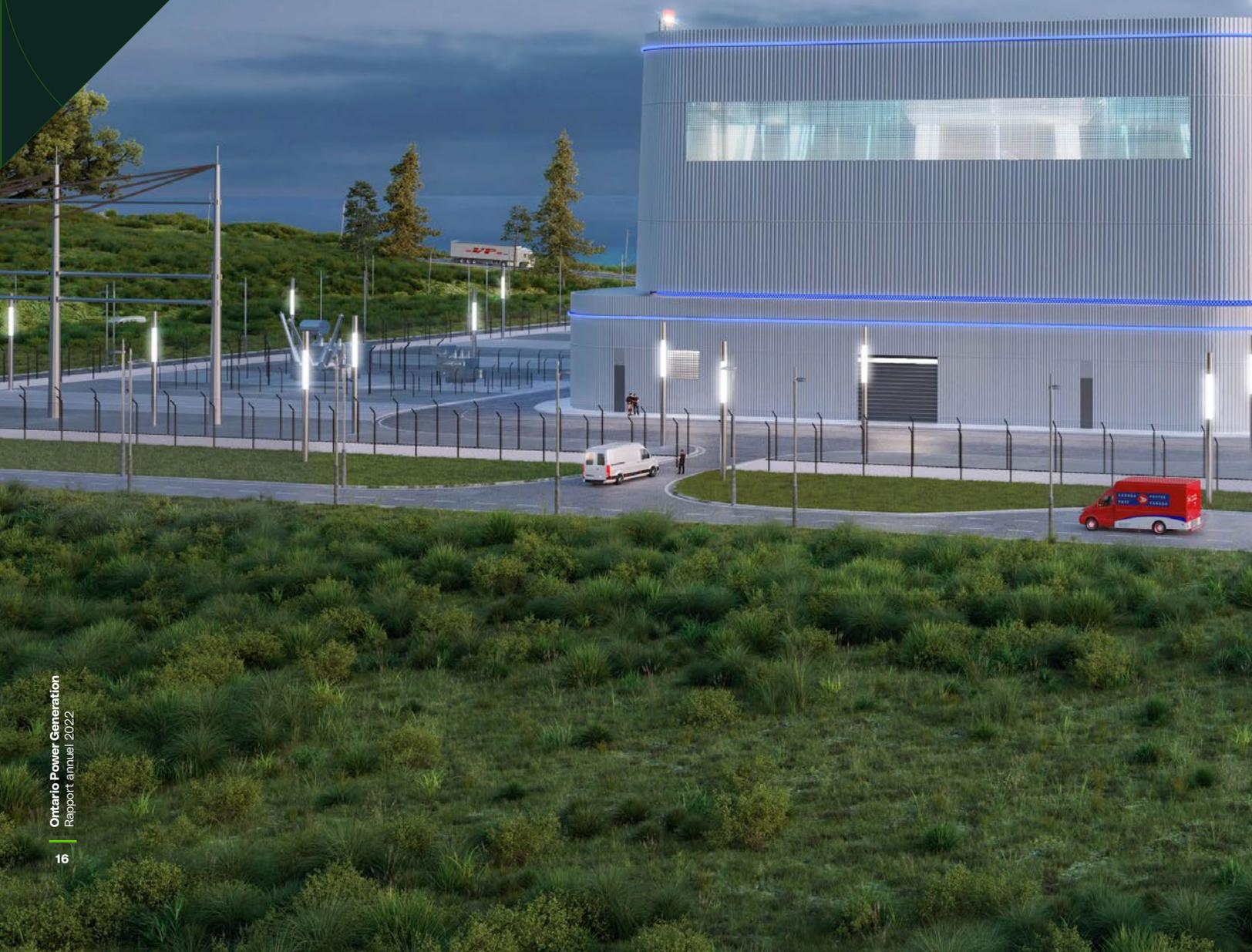


électrifier le quotidien

# Électrifier le quotidien



L'Ontario, le moteur de l'économie canadienne, ainsi que ses industries, ses entreprises et ses foyers dépendent d'une **électricité propre et fiable** pour prospérer





# Bâtir un avenir énergétique propre

L'Ontario, le moteur de l'économie canadienne, ainsi que ses industries, ses entreprises et ses foyers dépendent d'une électricité propre et fiable pour prospérer.

Pour répondre à ces besoins croissants et soutenir l'électrification, tout en atteignant les objectifs de carboneutralité énoncés dans le plan en matière de changements climatiques, OPG investit dès maintenant pour maintenir son portefeuille diversifié de centrales et développer de nouvelles solutions à faibles émissions pour bâtir l'avenir énergétique. Notamment :

## Accélérer le déploiement des petits réacteurs modulaires

À la centrale nucléaire Darlington, nous poursuivons la réalisation du projet de construction du premier petit réacteur modulaire commercial à l'échelle du réseau en Amérique du Nord. D'ici la fin de la décennie, nous prévoyons déployer le BWRX 300 de 300 MW, conçu par GE Hitachi Nuclear Energy, qui peut alimenter environ 300 000 foyers en électricité fiable, sécuritaire et à faibles émissions.

En 2022, le projet nucléaire de Darlington a atteint plusieurs jalons, notamment le début des travaux d'aménagement de l'emplacement, la présentation d'une demande de permis de construction auprès de la Commission canadienne de sûreté nucléaire et l'obtention d'un financement de 970 millions de dollars de la Banque de l'infrastructure du Canada. Nous avons



***Nous avons l'intention de construire et d'exploiter le premier PRM hors réseau du Canada, capable de produire 15 MW d'énergie thermique et 5 MW d'électricité***

également continué de collaborer avec les services publics au Canada, aux États-Unis et en Europe, y compris la Tennessee Valley Authority, pour accélérer la construction et le déploiement du BWRX-300.

Le premier des nombreux réacteurs PRM que nous pourrions construire à la centrale Darlington servira de modèle et ouvrira la voie au prochain chapitre de l'histoire du nucléaire, tant au Canada qu'à l'étranger.

De plus, nous faisons des percées et envisageons diverses applications pour les PRM. Par l'entremise de Global First Power, une coentreprise avec Global First Power et Ultra Safe Nuclear Corporation, nous avons l'intention de construire et d'exploiter le premier PRM hors réseau du Canada, capable de produire 15 MW d'énergie thermique et 5 MW d'électricité. Le réacteur micromodulaire (MMRMC) prévu pourrait être une solution de rechange viable aux génératrices diesel pour les mines et les collectivités éloignées qui ne sont pas connectées au réseau d'électricité provincial.



Nous collaborons également avec X-energy afin d'évaluer les possibilités de déploiement de PRM Xe-100 pour des applications industrielles au Canada. Ces PRM pourraient aider l'industrie lourde à atteindre ses objectifs en matière de changements climatiques grâce à l'utilisation efficace d'électricité propre et sécuritaire et de vapeur surchauffée pour alimenter les installations de production et décarboner les processus industriels.

## Investir dans l'excellence nucléaire

Le projet de réfection de la centrale Darlington, qui est l'un des plus importants projets d'infrastructure d'énergie propre au Canada, reste sur la bonne voie. En 2022, l'équipe du projet a commencé à installer et à réassembler les composantes du réacteur de l'unité 3, avec pour but de remettre en service l'unité au cours du deuxième semestre de 2023. Simultanément, l'unité 1 a commencé à être démontée. En 2026, lorsque la réfection des 4 unités sera terminée, la centrale Darlington produira de l'électricité de base pendant plus de 30 ans.

Nous continuons de faire des investissements dans la centrale Pickering pour nous assurer que la centrale puisse continuer à jouer un rôle essentiel pour la province. En septembre 2022, le ministère de l'Énergie de l'Ontario et OPG ont annoncé un plan visant à prolonger l'exploitation des unités 5 à 8 de la centrale Pickering jusqu'en septembre 2026, sous réserve de l'approbation des organismes

de réglementation, ce qui permettrait de produire plus de 2 000 MW d'énergie propre et fiable pendant neuf mois supplémentaires. Dans le cadre de ce plan, la Province a également demandé à OPG de mettre à jour son évaluation de la faisabilité de la réfection de ces unités afin qu'elles puissent être exploitées après septembre 2026, un processus déjà entamé et qui devrait être achevé d'ici la fin de 2023. De plus, la centrale Pickering a inscrit un nouveau record en exploitant simultanément l'ensemble de ses six unités en exploitation, qui ont fourni de l'énergie au réseau électrique de l'Ontario pendant plus de 100 jours consécutifs. Plus tard à l'automne, la centrale a réalisé avec succès un arrêt du bâtiment sous vide d'une durée d'un mois, un projet de maintenance important et un investissement visant à assurer l'exploitation continue, sécuritaire et optimale de Pickering.





**En 2022, nous avons terminé l'ajout de deux unités entièrement nouvelles à notre pièce maîtresse, la centrale Sir Adam Beck I, à Niagara Falls, *le premier remplacement de l'histoire de cette centrale centenaire.***

## **Consolider le portefeuille de centrales hydroélectriques**

À l'échelle des activités hydroélectriques d'OPG, des milliards de dollars ont été investis pour que les centrales à long terme puissent continuer à utiliser la force hydraulique des rivières pour générer de l'énergie électrique fiable pour les décennies à venir afin de soutenir l'électrification de la province et de lutter contre les changements climatiques.

En 2022, OPG a continué à réaliser un certain nombre de travaux d'entretien, d'amélioration et de réaménagement des centrales, y compris le réaménagement de la centrale Calabogie le long de la rivière

Madawaska, qui remplace la centrale originale et disposera d'une capacité de production de 11 MW, soit le double de ce qu'elle était. De plus, en 2022, nous avons terminé l'ajout de deux nouvelles unités à la pièce maîtresse, la centrale Sir Adam Beck I, à Niagara Falls, le premier remplacement de l'histoire de cette centrale centenaire. La centrale produit maintenant environ 115 MW d'électricité propre supplémentaire grâce aux deux nouvelles unités, plus efficaces que les anciennes.

Aux États-Unis, la filiale Eagle Creek a alimenté l'équivalent de 186 000 foyers au moyen de l'énergie propre produite par 85 centrales hydroélectriques. La société

a également finalisé l'acquisition du projet Koma Kulshan de 13 MW dans l'État de Washington.

Dans les années à venir, nous explorerons les possibilités d'aménagement de centrales hydroélectriques dans le nord de l'Ontario, qui a un important potentiel non exploité d'une capacité de 3 000 MW à 4 000 MW.

Nous évaluerons également de nouvelles solutions de stockage pompé, notamment en réalisant le projet de Marmora de 400 MW, en partenariat avec Northland Power, dans l'est de l'Ontario.

## **Offrir de l'électricité fiable et abordable**

Enfin, notre filiale Atura contribue à faire en sorte que le réseau d'électricité de la province demeure abordable et fiable grâce à l'exploitation de nos centrales équipées de turbines alimentées au gaz naturel à cycle combiné, qui sont essentielles pour répondre à la demande de pointe et soutenir l'utilisation de sources intermittentes d'énergie renouvelable. La Société est également un chef de file de la production, de l'utilisation et de l'adoption de l'hydrogène faible en carbone.

En 2022, Atura a sélectionné Niagara Falls comme son premier emplacement de production d'hydrogène propre, une source d'énergie à faibles émissions de carbone qui pourrait réduire ou compenser les émissions de carbone à l'échelle de l'Ontario en alimentant les piles à combustible des véhicules et en mélangeant ce combustible au gaz naturel.

Pour répondre aux exigences futures, nous aurons besoin de toutes ces technologies, et de bien d'autres, y compris de nouveaux développements dans le domaine du stockage par batterie, de la capture de carbone et autres solutions émergentes.

Grâce à notre histoire et à notre expertise, nous sommes prêts à jouer un rôle de premier plan sur tous ces fronts pour soutenir la croissance et l'électrification de l'économie de l'Ontario.





Grâce à notre électricité propre, à nos idées et à nos gens, nous voulons *électrifier le quotidien en l'espace d'une génération*



# Électrifier le quotidien en l'espace d'une génération

Grâce à notre électricité propre, à nos idées et à nos gens, nous voulons électrifier le quotidien en l'espace d'une génération au profit de la province, de la planète et des générations futures.

En électrifiant davantage de secteurs de l'économie, nous pouvons réduire les émissions de carbone pour aider l'Ontario à atteindre ses objectifs en matière de changements climatiques tout en renforçant les nouveaux secteurs.

Dans les années à venir, cette transition à l'électrification se traduira par une augmentation importante de la demande d'électricité. Pour faire face à cette augmentation, OPG s'engage à construire rapidement, comme il a été mentionné précédemment, de nouveaux PRM, de nouvelles centrales hydroélectriques et des solutions de stockage pompé.

Mais nous nous efforçons également de soutenir et de favoriser directement l'électrification en construisant l'infrastructure nécessaire, en commençant par le secteur des transports, qui est le plus grand émetteur de carbone de la province.



Notre filiale PowerON mène la charge en participant à l'électrification et à la décarbonation des parcs de véhicules de transport collectif de l'Ontario et en fournissant des solutions d'électrification clés en main et des services énergétiques pour les parcs d'autobus électriques à batterie.

En 2022, PowerON a signé une entente avec la TTC, plus grand organisme de transport collectif du Canada, pour aider l'organisme à faire la transition aux autobus entièrement électrifiés, le plus important projet d'électrification de véhicules de transport collectif à ce jour en Amérique du Nord.

À mesure que les entreprises de transport collectif de la province empruntent la voie d'un avenir à faibles émissions de carbone, PowerON continuera d'être l'expert de confiance en matière d'électrification des parcs de véhicules pour les aider dans ce sens.

Entre-temps, nous continuerons à étendre le réseau Ivy, en partenariat avec Hydro One et avec un financement supplémentaire fourni par Ressources naturelles Canada, afin de mettre en place le réseau de recharge de véhicules électriques le plus vaste et le plus connecté de l'Ontario.

À la fin de 2022, Ivy Park & Charge, le réseau de bornes de recharge de niveau 2 basé en fonction de la destination pour conducteurs de véhicules électriques, lancé grâce à des partenariats avec des municipalités et des entreprises, comptait 63 bornes de recharge en service dans 26 emplacements dans sept municipalités dans la province. Les bornes de recharge de niveau 2 avec deux prises peuvent recharger deux véhicules à la fois. De plus, à la fin de 2022, Ivy Charge & Go, le réseau de bornes de recharge de niveau 3, comptait 140 bornes de recharge rapide en service dans 20 emplacements ONroute Plaza le long des autoroutes 400 et 401 en Ontario. En tout, 81 bornes de recharge de niveau 2 et bornes de recharge de niveau 3 ont été installées au cours de l'exercice. La Société a également lancé Ivy Home, un nouveau programme qui offre une solution de recharge des véhicules électriques à la maison.

# Promouvoir la réconciliation

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

Les objectifs principaux de ce plan sont notamment pour OPG de s'engager à augmenter l'incidence économique de ses activités sur les collectivités et les entreprises autochtones, pour la faire passer à 1 milliard de dollars au cours des dix prochaines années, accroître la représentation des employés autochtones à tous les échelons, protéger davantage l'environnement, accroître la sensibilisation et acquérir une meilleure compréhension de la culture, de l'histoire et des perspectives des Autochtones au sein d'OPG.

En 2022, un an après l'entrée en vigueur du plan, OPG a réalisé de solides progrès dans la poursuite de ses objectifs en s'engageant à générer des avantages économiques de plus de 75 millions de dollars grâce aux partenariats donnant droit à des avantages fiscaux d'OPG et de

l'approvisionnement auprès de fournisseurs et d'entreprises autochtones. Nous avons également recruté davantage d'employés autochtones qualifiés par l'intermédiaire de notre programme de possibilités des Autochtones et augmenté de 10 % le financement des initiatives des collectivités autochtones dans le cadre du programme d'engagement social de la Société.

Tous ces signes témoignent des progrès que nous réalisons dans notre parcours de réconciliation, qui a commencé il y a plus de vingt ans avec l'élaboration d'un cadre formel d'évaluation et de résolution des griefs passés liés aux conséquences négatives d'aménagements hydroélectriques sur les terres des Premières Nations.

Depuis, OPG a conclu des ententes définitives de règlement et présenté des excuses officielles à 21 Premières Nations, a conclu des partenariats donnant droit à des avantages fiscaux avec cinq Premières Nations à l'égard de quatre nouveaux projets de centrale et a reçu la certification de niveau OR du programme Relations autochtones progressistes mis sur pied par le Conseil canadien pour l'entreprise autochtone en 2021.

Les 9 500 employés et plus d'OPG restent déterminés à progresser sur le chemin de la réconciliation. Nous continuerons d'écouter, d'apprendre et de nous appuyer sur cette dynamique pour atteindre nos objectifs ambitieux et soutenir l'appel à l'action n° 92 de la Commission de vérité et réconciliation du Canada, qui pousse les entreprises canadiennes à contribuer à la création d'un avenir meilleur.



# Être le chef de file de l'avenir

OPG est fière d'être un chef de file. Qu'il s'agisse de sécurité, d'activités, d'exécution de projets ou d'innovation, nous nous efforçons d'exceller dans son parcours vers un avenir carboneutre.

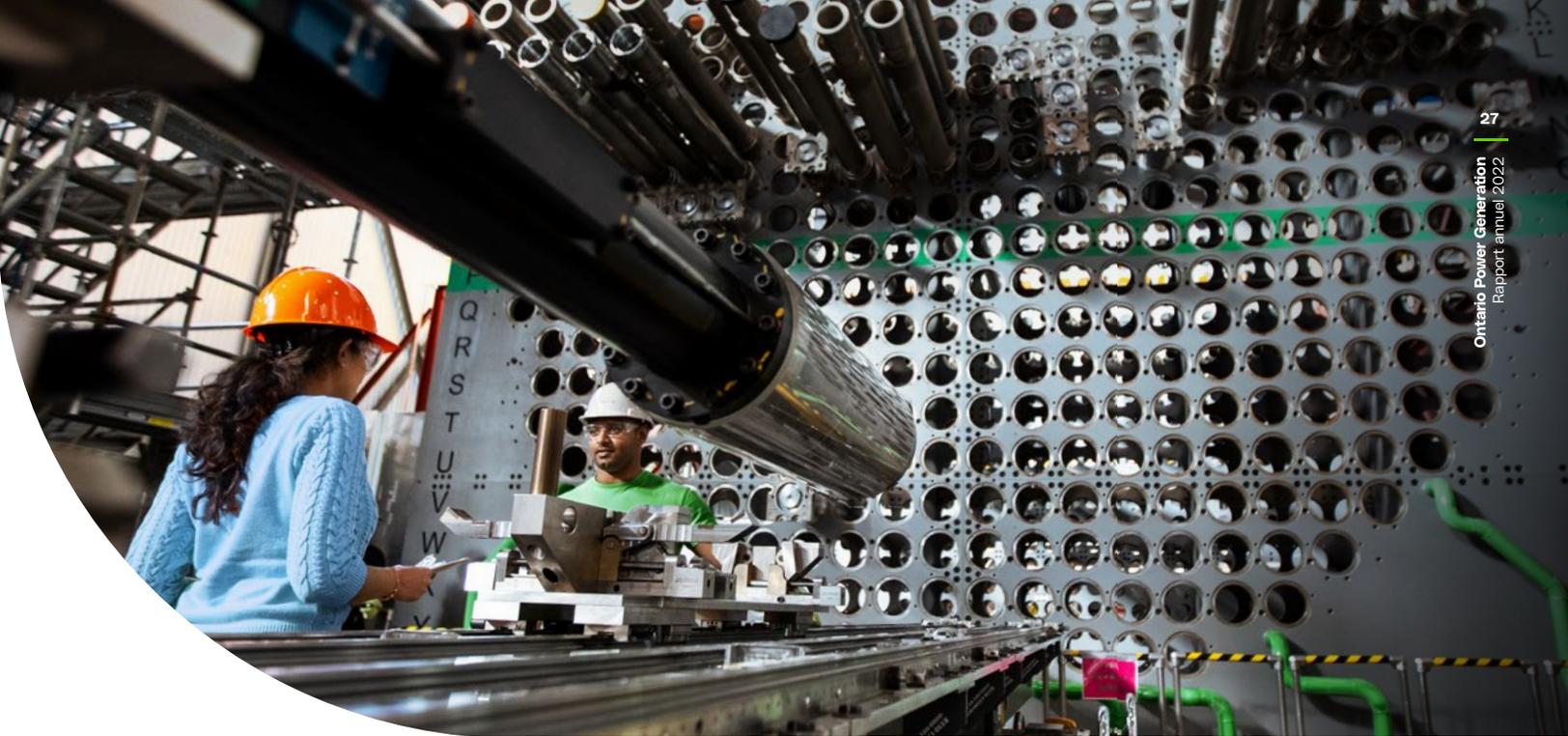
Pour être un chef de file, il faut avant tout favoriser la diversité et l'inclusion au sein de la main-d'œuvre, à l'image des collectivités dans lesquelles nous offrons des services. Pour ce faire, en mars 2022, nous avons lancé une stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion sur 10 ans qui nous sert de feuille de route pour atteindre l'excellence

en la matière. Grâce à cette stratégie, OPG est résolue à devenir une chef de file en matière d'équité, de diversité et d'inclusion d'ici 2030. En mars 2023, nous figurions au palmarès des meilleurs employeurs du Canada sur le plan de la diversité. Nous savons que la décision d'accroître la diversité et l'inclusion est la meilleure qu'une entreprise peut prendre et un enjeu important pour l'entreprise. Nous sommes sur la bonne voie, car la moitié de l'équipe de haute direction est composée de membres de groupes désignés, y compris les femmes et les personnes racialisées. De plus, le conseil d'administration de la Société est majoritairement composé de femmes.

En 2022, les employés d'OPG ont également réitéré leur engagement indéfectible à l'égard de la sécurité, puisque nous avons atteint notre objectif en matière de fréquence des blessures graves et enregistré la meilleure performance en matière de fréquence des blessures consignées, deux mesures clés de la sécurité. Nous avons reçu le Prix d'excellence du président de l'ACÉ pour la sécurité des employés qui reconnaît notre performance en matière de sécurité par rapport à nos pairs. OPG fait de la sécurité sa principale priorité.

Grâce à nos employés et à un état d'esprit axé sur la sécurité, nous avons une fois de plus enregistré une des meilleures performances de l'industrie à l'échelle de nos activités et de nos projets en 2022.



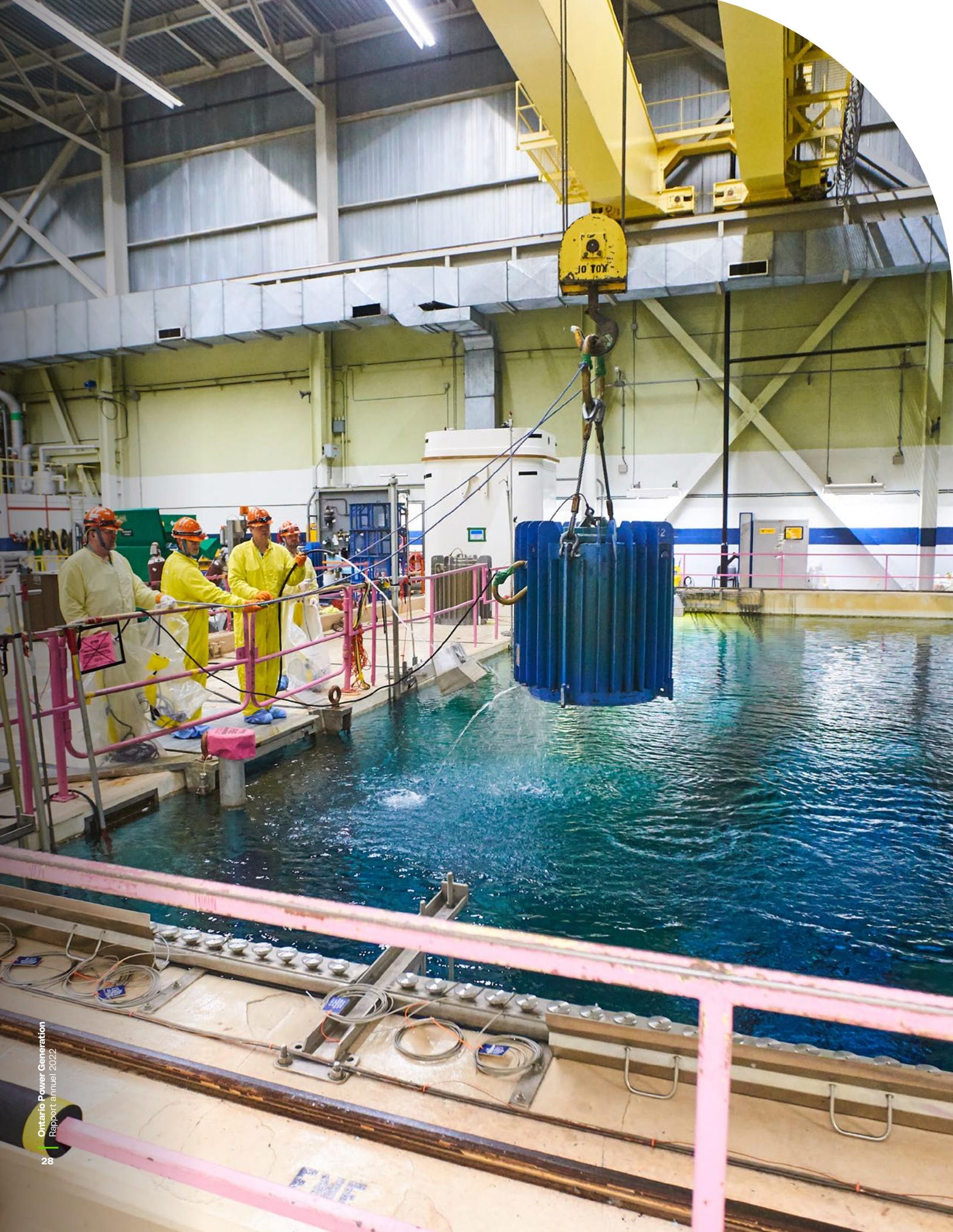


Notre centrale nucléaire Darlington a de nouveau été reconnue pour ses niveaux élevés de sécurité, de performance opérationnelle et de fiabilité de l'équipement. Cette reconnaissance témoigne de l'importance que nous accordons à la sécurité et à l'exécution et du niveau soutenu de performance que nous affichons depuis 12 années d'affilée.

Nous avons continué d'exploiter la centrale Pickering de façon sécuritaire et fiable. En 2022, la centrale a enregistré sa meilleure performance, y compris une production annuelle record et la meilleure note pour la fiabilité de l'équipement. En 2022, la centrale Pickering a établi un autre record, les six unités exploitées simultanément ayant fourni de l'énergie pendant plus de 100 jours consécutifs sans devoir être mises à l'arrêt à des fins de travaux d'entretien ou de réparation. Nous sommes convaincus de pouvoir continuer à exploiter cette centrale de manière sécuritaire et fiable, dans l'intérêt de tous les Ontariens.

Dans la division Production d'énergie renouvelable, nous avons continué de faire des progrès considérables au chapitre de la réalisation de plusieurs projets majeurs, y compris le réaménagement de la centrale hydroélectrique Calabogie dans l'est de l'Ontario et les projets de sécurité des barrages des centrales Little Long et Smoky Falls le long de la rivière Lower Mattagami pour améliorer la sécurité des barrages et d'autres aspects de nos activités.

En reconnaissance de notre excellence en matière d'exécution de projets, le Project Management Institute a désigné notre bureau de gestion de projet comme l'un des trois finalistes parmi des centaines de candidats internationaux pour le prix du bureau de gestion de projet de l'année 2022. OPG a été récompensée pour sa prise de décision fondée sur les données, son apprentissage continu et le partage de ses connaissances, ainsi que pour l'exécution du projet de réfection de la centrale Darlington.



En 2022, OPG a mené la charge en matière de financement durable en mettant à jour son cadre de référence pour les obligations vertes afin d'y inclure les projets nucléaires admissibles, essentiels pour lutter contre les changements climatiques. La même année, nous avons procédé à la toute première émission d'obligations vertes de 300 millions de dollars, le produit de l'émission devant contribuer au financement du projet de réfection de la centrale Darlington. Au total, nous avons émis des obligations vertes d'un capital de 550 millions de dollars en 2022 pour financer nos projets d'énergie propre.

Dans le cadre de nos initiatives visant à faire de l'économie de l'Ontario une économie carboneutre, nous avons annoncé un partenariat stratégique inédit du Canada avec Microsoft, qui permettra à cette dernière d'acquérir des crédits d'énergie propre (CEP) provenant des centrales hydroélectriques et nucléaires sans émission de carbone d'OPG. Ainsi, Microsoft réalisera des progrès au chapitre de l'atteinte de son objectif d'alimenter ses centres de données dans le monde entier au moyen d'énergie sans émission de carbone, en tout temps. Nous continuerons d'offrir des CEP pour stimuler la croissance durable dans la province.

Pour la production d'isotopes médicaux et industriels, notamment le cobalt 60, l'hélium 3 et le molybdène 99, les réacteurs nucléaires d'OPG sont restés une source de premier plan dans le monde pour ces produits essentiels qui sauvent des vies.

En 2022, une filiale d'OPG, Laurentis Energy Partners, a ouvert la voie de l'innovation en matière d'isotopes en produisant de l'hélium 3 de pureté supérieure, un isotope rare utilisé en informatique quantique, en sécurité frontalière et en imagerie médicale. Laurentis travaille en collaboration avec BWXT Medical pour récupérer du molybdène 99 à l'unité 2 de la centrale Darlington, seul réacteur à échelle commerciale au monde à produire cet isotope médical indispensable, qui est utilisé dans plus de 40 millions de procédures chaque année, aidant à détecter des maladies telles que le cancer et les maladies cardiaques.

Dans les collectivités où se trouvent nos centrales, nous avons continué à jouer un rôle de premier plan en matière de protection de l'environnement. Dans l'ensemble de nos activités, nous collaborons avec des partenaires autochtones et communautaires dans le cadre de divers programmes environnementaux, allant de la restauration de l'habitat à la plantation d'arbres indigènes. Depuis 2000, nous avons planté plus de 8,7 millions d'arbres, et de telles solutions naturelles sont importantes pour nous aider à atteindre nos objectifs en matière de changements climatiques.

Pour souligner nos efforts visant à construire un avenir durable, nous avons publié notre premier rapport sur les questions environnementales, sociales et de gouvernance (rapport ESG) en août 2022. Ce rapport annuel présente les pratiques et la performance à l'égard des

questions ESG, y compris les initiatives en matière de changements climatiques, les progrès réalisés pour devenir un employeur plus équitable, inclusif et diversifié, et les mesures mises en œuvre dans le cadre de notre plan d'action de réconciliation. Le rapport ESG sera publié au troisième trimestre de 2023.

Enfin, nous sommes fiers d'avoir été nommés comme l'une des 50 meilleures entreprises citoyennes du Canada pour la dixième année consécutive par Corporate Knights en 2022.

Dans les années à venir, nous continuerons à jouer un rôle de premier plan dans tout ce que nous faisons, en jetant les bases et en traçant le concept de l'avenir électrique.



20  
22

ONTARIO  
**POWER**  
GENERATION

**RAPPORT  
ANNUEL  
2022**



# Table des matières

Énoncés prospectifs .....	34
La Société.....	35
Mécanismes de revenus pour la production réglementée et la production non réglementée.....	39
Faits saillants .....	42
Faits nouveaux importants.....	47
Activités de base et perspectives.....	52
Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable .....	70
Secteurs d'activité.....	82
Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité.....	83
Production nucléaire réglementée.....	83
Services nucléaires durables réglementés .....	85
Production hydroélectrique réglementée.....	86
Production hydroélectrique visée par contrat et autre .....	87
Atura Power .....	88
Situation de trésorerie et sources de financement .....	89
Faits saillants du bilan .....	93
Méthodes et estimations comptables critiques .....	94
Gestion des risques.....	107
Opérations entre apparentés .....	123
Contrôle interne à l'égard de l'information financière et contrôles de communication de l'information .....	124
Quatrième trimestre.....	125
Faits saillants financiers trimestriels .....	127
Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR.....	129
<b>États financiers consolidés</b>	
Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière.....	132
Rapport de l'auditeur indépendant.....	133
États financiers consolidés .....	136
Notes afférentes aux états financiers consolidés.....	142

# 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 2022 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<sup>er</sup> janvier 2012. De plus, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012, OPG a obtenu une dispense de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (CVMO) lui permettant d'appliquer les PCGR des États-Unis plutôt que les Normes internationales d'information financière (IFRS). En septembre 2022, la CVMO a approuvé la dispense permettant à la Société de continuer d'appliquer les PCGR des États-Unis jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2027. Les modalités de la dispense sont soumises à certaines conditions, de sorte que la dispense pourrait prendre fin avant le 1<sup>er</sup> janvier 2027. Pour plus de détails, se reporter à la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques* sous *Dispense pour la présentation de l'information financière selon les PCGR des États-Unis*. Le présent rapport de gestion est daté du 9 mars 2023.

D'autres renseignements sur OPG, y compris la notice annuelle de la Société, sont accessibles sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et sur le site Web de la Société à l'adresse [www.opg.com](http://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 bénéfiques, à de nouvelles lois, à la politique gouvernementale, à l'évolution continue de l'industrie et du marché de l'électricité en Ontario et aux États-Unis (É.-U.), à l'application continue et au renouvellement d'ententes d'achat d'électricité (EAE) et d'autres accords pour les centrales à tarifs non réglementés, aux taux de change, aux prix des marchandises, aux tarifs de l'électricité des marchés de gros, aux exigences environnementales et autres exigences réglementaires, aux demandes de permis d'exploitation déposées auprès de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) et de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), aux faits nouveaux en matière de santé, de sécurité et d'environnement, à la pandémie de COVID-19, aux changements à la main-d'œuvre de la Société, au renouvellement de conventions collectives, aux événements liés à la poursuite des activités, aux conditions météorologiques, aux changements climatiques, aux changements technologiques, au besoin en 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, aux flux de trésorerie, aux bénéfices avant intérêts, impôts sur les bénéfiques et amortissement, à la marge brute, 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 :

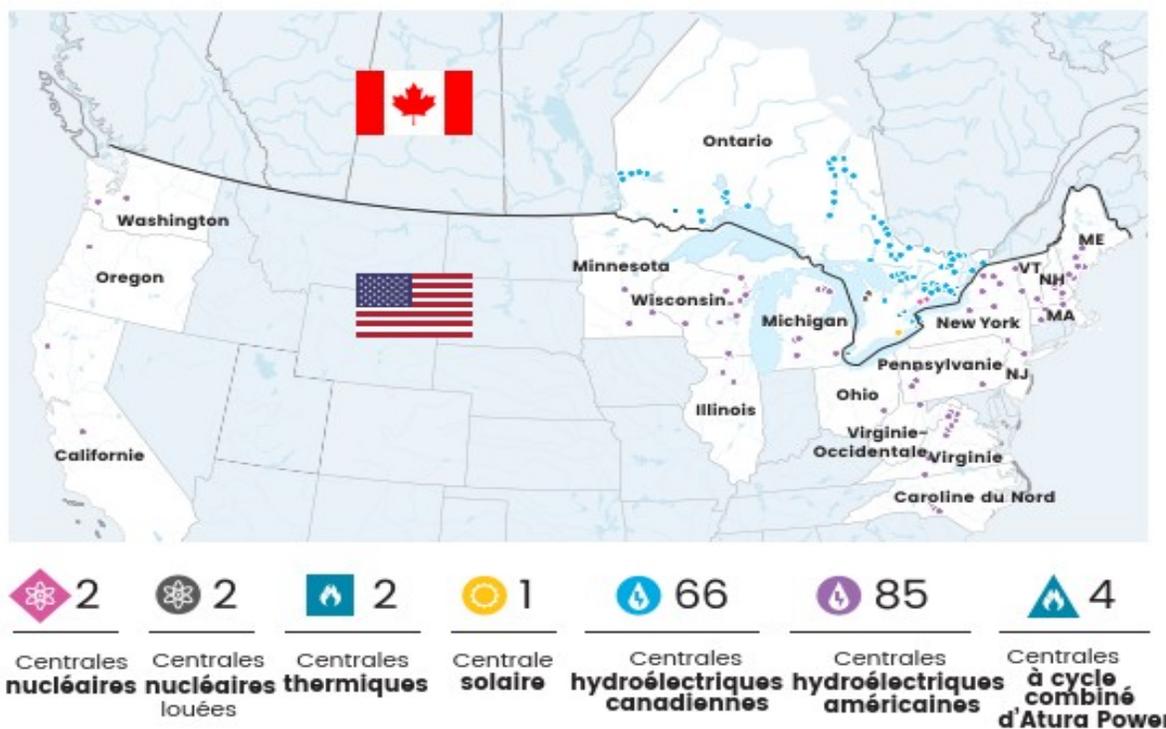
- Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfiques et amortissement
- Marge brute

Pour une description de chaque mesure non conforme aux PCGR utilisée dans le présent rapport de gestion, 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 2022, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 18 225 mégawatts (MW).

Au 31 décembre 2022, OPG détenait et exploitait deux centrales nucléaires, 66 centrales hydroélectriques, deux centrales thermiques, une centrale solaire et quatre centrales alimentées au gaz à cycle combiné (cycle combiné) en Ontario, au Canada. Les centrales à cycle combiné sont des centrales alimentées au gaz naturel détenues et exploitées par l'intermédiaire d'Atura Power, filiale en propriété exclusive de la Société. Également, par l'intermédiaire de sa filiale en propriété exclusive établie aux États-Unis, à savoir OPG Eagle Creek Holdings LLC (Eagle Creek), OPG



détenait et exploitait, en propriété exclusive ou en copropriété, 85 centrales hydroélectriques et détenait des participations minoritaires dans 14 centrales hydroélectriques et deux centrales solaires aux États-Unis au 31 décembre 2022. De plus, OPG possède deux centrales nucléaires en Ontario, la centrale Bruce A et la centrale Bruce B (les centrales nucléaires Bruce), qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. (Bruce Power) qui les exploite.

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

En 2022, la Société a reformulé son énoncé de mission et a rédigé un énoncé de vision à long terme pour guider l'organisation. La mission d'OPG est de bâtir un avenir durable alimenté par notre électricité, nos idées et nos gens. La vision d'OPG est d'électrifier le quotidien en l'espace d'une génération. Les quatre objectifs stratégiques décrivent les secteurs cibles à long terme de la Société et s'appuient sur des engagements stratégiques en matière de lutte contre les changements climatiques, d'équité, de diversité et d'inclusion en milieu de travail ainsi que de réconciliation avec les peuples autochtones. Les quatre impératifs d'entreprise continuent de représenter les secteurs dans lesquels OPG cherche à faire preuve d'excellence pour être en mesure d'atteindre ses objectifs stratégiques. OPG intègre des principes environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG) à l'ensemble de sa stratégie d'entreprise et tient compte des facteurs ESG dans la conduite de ses affaires et la prise de décision.



## Structure de présentation

Au 31 décembre 2022, OPG se composait des secteurs d'activité isolables suivants :

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

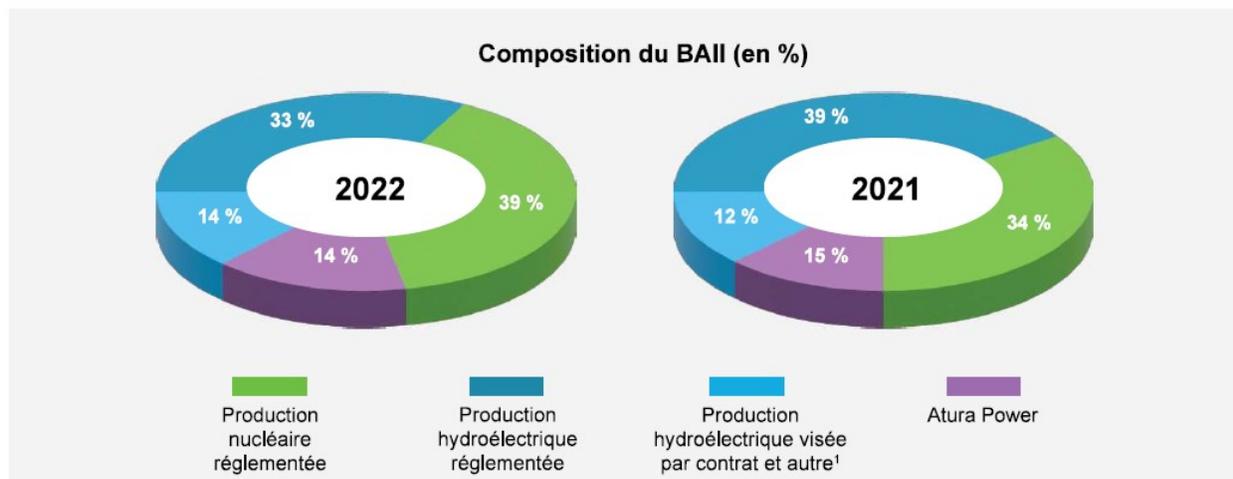
OPG obtient des tarifs réglementés pour l'électricité produite par la majorité de ses centrales hydroélectriques en Ontario et la totalité des installations nucléaires qu'elle exploite (collectivement, les « installations visées par un règlement » ou « installations réglementées »). Les installations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

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

Les centrales non réglementées d'OPG présentées dans le secteur Production hydroélectrique visée par contrats et autre comprennent 12 centrales hydroélectriques, deux centrales thermiques et une centrale solaire situées en Ontario, qui sont exploitées en vertu de CAE avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) ou d'autres contrats à long terme. Par l'intermédiaire d'Eagle Creek, ce secteur d'activité comprend également 85 centrales hydroélectriques, détenues et exploitées en propriété exclusive ou en copropriété, situées aux États-Unis.

Le secteur Atura Power présente les résultats des activités d'Atura Power, qui comprend un portefeuille de centrales à cycle combiné situées en Ontario. Le portefeuille comprend les centrales Napanee, Halton Hills, Portlands Energy Centre et Brighton Beach. Les centrales sont exploitées en vertu de CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme.

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



<sup>1</sup> 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 détaillée des 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)	2022	2021
Production nucléaire réglementée <sup>1</sup>	4 850	5 728
Production hydroélectrique réglementée	6 555	6 420
Production hydroélectrique visée par contrats et autre <sup>2</sup>	4 105	4 095
Atura Power	2 715	2 715
<b>Total<sup>3</sup></b>	<b>18 225</b>	<b>18 958</b>

<sup>1</sup> Au 31 décembre 2022, la capacité de production en service excluait l'unité 1 et l'unité 3 de la centrale Darlington, qui font toutes deux l'objet d'une réfection. L'unité 1 a été mise à l'arrêt en février 2022 et l'unité 3, en septembre 2020. L'unité 1 et l'unité 3 comptent chacune une capacité de production de 878 MW.

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> La capacité de production en service représente la partie de la capacité installée (le niveau le plus élevé de production en MW qu'une unité de production peut maintenir indéfiniment dans des conditions normales, sans subir de dommages) qui n'a pas été mise hors service.

Au 31 décembre 2022, la capacité totale de production en service avait diminué de 733 MW par rapport à celle de 2021. La diminution est essentiellement attribuable au début des travaux de réfection de l'unité 1 à la centrale Darlington, qui a été mise à l'arrêt en février 2022 et qui est la troisième unité de la centrale Darlington à faire l'objet d'une réfection. La diminution a été contrebalancée en partie par le remplacement des unités G1 et G2 de la centrale hydroélectrique Sir Adam Beck I, qui ajoute une capacité totale d'environ 115 MW, achevé respectivement en mai 2022 et en octobre 2022, ainsi que par le remplacement de l'unité G3 de la centrale hydroélectrique Ranney Falls, qui ajoute une capacité d'environ 10 MW, achevé en juin 2022. En outre, l'acquisition de la centrale hydroélectrique Koma Kulshan par Eagle Creek aux États-Unis en novembre 2022 a ajouté une capacité de production en service d'environ 13 MW.

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

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

### Production réglementée

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

Le tableau qui suit présente les tarifs réglementés approuvés par la CEO pour l'électricité produite par les centrales à tarifs réglementés en Ontario pour la période du 1<sup>er</sup> janvier 2021 au 31 décembre 2026 en vigueur à la date du présent rapport de gestion.

(\$/MWh)	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Production nucléaire réglementée</b>						
Tarif de base réglementé <sup>1</sup>	89,70	<b>104,06</b>	107,79	103,48	102,85	111,33
Avenants tarifaires sur les comptes de report et d'écarts	6,13	<b>1,16</b>	1,25	1,15	5,34	7,58
<b>Total du tarif réglementé</b>	<b>95,83</b>	<b>105,22</b>	109,04	104,63	108,19	118,91
<b>Production hydroélectrique réglementée</b>						
Tarif de base réglementé	43,88	<b>43,88</b>	43,88	43,88	43,88	43,88
Avenants tarifaires sur les comptes de report et d'écarts	2,05	<b>1,03</b>	1,03	1,03	0,69	0,69
<b>Total du tarif réglementé</b>	<b>45,93</b>	<b>44,91</b>	44,91	44,91	44,57	44,57

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

### Tarifs de base réglementés

Les tarifs de base réglementés en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022 ont été établis conformément à l'ordonnance relative au montant des paiements de janvier 2022 de la CEO, tenant compte des décisions de la CEO publiées au second semestre de 2021 concernant la demande tarifaire pour la période de 2022 à 2026 d'OPG. Les décisions prennent en compte l'approbation d'une entente de règlement entre OPG et les intervenants à l'égard de la plupart des questions comprises dans la demande (l'« entente de règlement»). Les tarifs réglementés pour la période de 2022 à 2026 soutiennent les activités résiduelles du projet de réfection de la centrale Darlington, les activités courantes de la centrale Pickering jusqu'aux dates de fermeture prévues et l'exploitation continue des centrales hydroélectriques réglementées. Les décisions de la CEO concernant la demande appuient également le projet d'un réacteur modulaire nucléaire à l'emplacement du NPND.

Les tarifs réglementés approuvés pour la période de 2022 à 2026 ont été établis en supposant la poursuite des activités des unités 5 à 8 de la centrale Pickering jusqu'à la fin de 2025. Par suite de l'émission de l'ordonnance relative au montant des paiements finaux en septembre 2022, la Province a annoncé qu'elle appuyait l'exploitation continue et sécuritaire des unités 5 à 8 de la centrale Pickering jusqu'à la fin de septembre 2026 et, en décembre 2022, a modifié le *Règlement de l'Ontario 53/05* afin d'exiger qu'OPG établisse un compte d'écarts pour suivre les revenus et les coûts supplémentaires associés à l'exploitation des unités 5 à 8 de la centrale Pickering entre le 1<sup>er</sup> janvier 2026 et le 30 septembre 2026. L'utilisation du solde du compte fera l'objet d'un examen du critère de prudence et de l'approbation de la CEO dans une procédure ultérieure. Pour de plus amples renseignements sur le plan mis à jour d'OPG concernant la poursuite des activités de la centrale Pickering, se reporter à la rubrique *Faits nouveaux importants* sous *Excellence opérationnelle – Plan de poursuite des activités de la centrale Pickering*.

#### Tarifs de base réglementés des centrales nucléaires

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

En vertu de l'ordonnance visant le montant des paiements versés de janvier 2022, un montant de 19 millions de dollars des besoins en revenus approuvés a été reporté en 2022 dans le compte de report lié au nivellement des tarifs. En outre, un montant de 64 millions de dollars sera reporté en 2023, et aucune tranche du montant lié aux besoins en revenus tirés de la production nucléaire ne sera reportée sur la période de 2024 à 2026. Les montants reportés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs sont comptabilisés à titre de revenus du secteur Production nucléaire réglementée au cours de la période à laquelle les besoins en revenus approuvés sous-jacents se rapportent. En vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO doit autoriser le recouvrement des montants reportés et des intérêts à un taux sur la dette à long terme correspondant au coût des emprunts à long terme d'OPG approuvés par la CEO, sur une période ne pouvant excéder dix ans après la fin des travaux de réfection de la centrale Darlington.

#### Tarifs de base réglementés de l'hydroélectricité

En vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, le tarif de base réglementé pour la production hydroélectrique d'OPG (tarif de base réglementé de l'hydroélectricité) pour la période du 1<sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2026 correspond au tarif de base réglementé de l'hydroélectricité de 2021.

#### Avenants tarifaires sur les comptes de report et d'écarts

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

réglementaires comptabilisés relativement à ces soldes aux bilans consolidés. La description des comptes réglementaires d'OPG figure à la note 6 des états financiers consolidés audités de 2022 d'OPG.

L'ordonnance visant le montant des paiements de la CEO de janvier 2022 liée à la demande tarifaire d'OPG pour la période de 2022 à 2026 a approuvé de nouveaux avenants tarifaires, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2022, visant à recouvrer ou à rembourser les soldes des comptes réglementaires.

### 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 2022, 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 <sup>1</sup>
Centrale Atikokan <sup>2</sup>	Biomasse	10 ans	Juillet 2024
Centrale Brighton Beach <sup>2</sup>	Gaz naturel	20 ans	Juillet 2024
Centrale Lennox	Pétrole ou gaz naturel	7 ans	Avril 2029
Portlands Energy Centre <sup>3</sup>	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 <sup>4</sup>	Hydroélectrique	50 ans	Janvier 2064
Centrale Peter Sutherland Sr.	Hydroélectrique	50 ans	Mars 2067

<sup>1</sup> Toutes les centrales sont visées par des CAE avec la SIERE, à l'exception de la centrale Brighton Beach, qui est exploitée aux termes d'une convention de conversion en énergie avec Shell Energy North America (Canada) Inc.

<sup>2</sup> Des négociations visant la conclusion de nouvelles CAE avec la SIERE, qui entreront en vigueur après la date d'échéance contractuelle actuelle, sont en cours conformément à la lettre du ministère de l'Énergie de l'Ontario envoyée à la SIERE en 2021 et comme indiqué dans le nouveau rapport sur l'adéquation des ressources de la SIERE publié en août 2022.

<sup>3</sup> 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.

<sup>4</sup> Ces centrales sont aussi connues sous le nom de centrales Lower Mattagami.

La majorité des actifs de production aux États-Unis et détenus par Eagle Creek 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 2023 à 2041.

## FAITS SAILLANTS

### Aperçu des résultats d'exploitation

La présente section donne un aperçu des résultats d'exploitation d'OPG pour les exercices clos les 31 décembre 2022 et 2021. 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>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Produits	<b>7 349</b>	6 877
Charges liées au combustible	<b>1 105</b>	874
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	<b>2 929</b>	2 889
Dotations aux amortissements	<b>1 124</b>	1 132
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	<b>1 136</b>	1 089
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	<b>(1 031)</b>	(967)
Autres (revenus) charges, montant net	<b>(84)</b>	44
<b>Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices</b>	<b>2 170</b>	1 816
Intérêts débiteurs, montant net	<b>176</b>	233
Charge d'impôts	<b>343</b>	239
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 651</b>	1 344
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	<b>1 636</b>	1 325
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle <sup>1</sup>	<b>15</b>	19
<i>Production d'électricité (TWh)<sup>2</sup></i>	<b>78,5</b>	77,6
<i>Flux de trésorerie</i>		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	<b>2 997</b>	2 440
<i>Dépenses d'investissement<sup>3</sup></i>	<b>2 564</b>	2 079
<i>Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices par secteur d'activité</i>		
Production nucléaire réglementée	<b>818</b>	599
Production hydroélectrique réglementée	<b>680</b>	698
Production hydroélectrique visée par contrats et autre	<b>286</b>	222
Atura Power	<b>302</b>	275
Total des secteurs d'activité de production d'électricité	<b>2 086</b>	1 794
Services nucléaires durables réglementés	<b>(93)</b>	(110)
Autres	<b>177</b>	132
<b>Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices</b>	<b>2 170</b>	1 816

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> Comprennent les variations nettes des montants à payer, mais excluent l'acquisition des centrales hydroélectriques Racine et Koma Kulshan aux États-Unis respectivement le 30 décembre 2021 et le 3 novembre 2022.

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire s'est établi à 1 636 millions de dollars pour 2022, en hausse de 311 millions de dollars par rapport à celui de 2021. Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices a été de 2 170 millions de dollars pour 2022, en hausse de 354 millions de dollars par rapport à celui de 2021.

*Principaux facteurs qui ont entraîné la hausse du BAII :*

- La diminution prévue de 160 millions de dollars des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration dans le secteur Production nucléaire réglementée, à l'exclusion de l'incidence de l'entente de règlement, attribuable essentiellement à la hausse des dépenses engagées en 2021 en lien avec le calendrier d'interruptions de maintenance cycliques à la centrale Darlington.
- Un gain de 143 millions de dollars comptabilisé au quatrième trimestre de 2022 dans la catégorie Autres à la vente de certains immeubles situés au 800 Kipling Avenue, à Toronto, en Ontario.
- L'augmentation nette de 129 millions de dollars des revenus du secteur Production nucléaire réglementée découlant de la hausse des tarifs de base réglementés des centrales nucléaires à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022, contrebalancée en partie par la baisse de la production d'électricité de 4,3 térawattheures (TWh), principalement en raison du début des travaux de réfection de l'unité 1 de la centrale Darlington, qui a été mise à l'arrêt en février 2022.
- Une baisse du BAII de 111 millions de dollars comptabilisée au quatrième trimestre de 2021 pour tenir compte de la décision de la CEO à l'égard de la demande tarifaire d'OPG pour la période de 2022 à 2026, dans le cadre de laquelle certains coûts liés aux installations de stockage d'eau lourde et de manutention des fûts ont été rejetés et la date d'inclusion dans la base tarifaire des coûts approuvés liés aux installations en question a été ajustée en novembre 2021.
- L'augmentation du BAII de 64 millions de dollars dans le secteur Production hydroélectrique visée par contrats et autre attribuable essentiellement à la hausse des tarifs de l'électricité des marchés de gros découlant des activités aux États-Unis.
- Un passif réglementaire net de 47 millions de dollars comptabilisé au troisième trimestre de 2021 pour tenir compte des modalités de l'entente de règlement en lien avec les incidences financières de la réponse de la Société à la pandémie de COVID-19 en 2020 et en 2021. Dans le cadre de l'entente de règlement, OPG accordera aux contribuables un crédit correspondant à l'écart entre l'incidence favorable des revenus nets tirés de la production d'électricité de 182 millions de dollars, des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration supplémentaires de 124 millions de dollars et des charges liées au combustible supplémentaires de 11 millions de dollars.

*Principaux facteurs qui ont entraîné la diminution du BAII :*

- Une augmentation de 233 millions de dollars de la dotation aux amortissements dans le secteur Production nucléaire réglementée, à l'exclusion de la charge d'amortissement liée au recouvrement des soldes des comptes réglementaires autorisés par la CEO, principalement attribuable aux montants comptabilisés en 2021 comme étant recouvrables à partir des comptes réglementaires des clients liés aux écarts entre les hypothèses comptables actuelles sur la fin de vie de la centrale Pickering et celles reflétées dans les tarifs de base réglementés des centrales nucléaires entrés en vigueur en 2021.
- Des gains totalisant 81 millions de dollars comptabilisés en 2021 dans la catégorie Autres tirés de la vente de participations secondaires détenues dans une société ouverte de stockage d'énergie intelligente et de la vente de l'emplacement de l'ancienne centrale Thunder Bay d'OPG.

Les intérêts débiteurs, montant net, ont diminué de 57 millions de dollars en 2022 par rapport à ceux de 2021, principalement en raison de la hausse des frais d'intérêts inscrits à l'actif en lien avec les dépenses du projet de réfection de la centrale Darlington et de la hausse des intérêts attribuable à l'augmentation du solde de la trésorerie et des équivalents de trésorerie de la Société.

La charge d'impôts pour 2022 a augmenté de 104 millions de dollars par rapport à 2021. L'augmentation s'explique principalement par la hausse du bénéfice avant impôts sur les bénéfices.

### Production d'électricité

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

(en TWh)	2022	2021
Production nucléaire réglementée	35,3	39,6
Production hydroélectrique réglementée	31,1	29,0
Production hydroélectrique visée par contrats et autre <sup>1</sup>	5,5	4,5
Atura Power	6,6	4,5
<b>Total de la production d'électricité d'OPG</b>	<b>78,5</b>	<b>77,6</b>

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

La production d'électricité totale d'OPG a augmenté de 0,9 TWh en 2022, principalement en raison de la hausse de la production d'électricité des centrales hydroélectriques et du portefeuille de centrales à cycle combiné de la Société, contrebalancée en grande partie par une baisse de la production d'électricité dans le secteur Production nucléaire réglementée.

En 2022, la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée a diminué de 4,3 TWh, par rapport à celle de 2021. La diminution prévue a été essentiellement attribuable à la mise à l'arrêt de l'unité 1 de la centrale Darlington en raison des travaux de réfection qui ont commencé en février 2022. Cette diminution a été contrebalancée en partie par le nombre de jours d'interruption planifiée moins élevé attribuable au calendrier de maintenance cyclique à la centrale Darlington et du nombre moins élevé de jours d'interruption non planifiée à la centrale Pickering en 2022.

L'augmentation de la production d'électricité de 2,1 TWh du secteur Production hydroélectrique réglementée en 2022, par rapport à celle de 2021, résulte essentiellement de la forte hausse des débits d'eau pratiquement partout en Ontario et de la baisse de la production de base excédentaire en raison de la hausse de la demande d'électricité.

L'augmentation de la production d'électricité de 1,0 TWh du secteur Production hydroélectrique visée par contrats et autre en 2022, par rapport à celle de 2021, résulte principalement de la hausse des débits d'eau dans le nord-est de l'Ontario.

La production d'électricité du secteur Atura Power a augmenté de 2,1 TWh en 2022, par rapport à celle de 2021, principalement en raison de la hausse de la demande d'électricité des centrales à cycle combiné, qui tient compte des travaux de réfection en cours aux centrales nucléaires en Ontario.

En 2022, la demande d'électricité en Ontario, comme elle a été présentée par la SIERE, s'est établie à 137,6 TWh, comparativement à 133,8 TWh en 2021, à l'exclusion des exportations d'électricité à l'extérieur de la province. La plus grande part de l'augmentation de la demande sur 12 mois est attribuable à la hausse de l'activité économique et à l'incidence des conditions météorologiques.

La suroffre d'électricité sur le marché de l'Ontario est gérée par la SIERE, principalement au moyen de réductions de la production des centrales hydroélectriques et de certaines centrales nucléaires et d'autres ressources renouvelables connectées au réseau. La suroffre d'énergie de base en Ontario a été moins élevée en 2022 par rapport à celle de 2021. La production perdue aux centrales hydroélectriques à tarifs réglementés d'OPG en raison d'une production

excédentaire a été de 1,6 TWh en 2022 et de 1,9 TWh en 2021. 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 2 997 millions de dollars en 2022, contre 2 440 millions de dollars en 2021. L'augmentation découle surtout de la hausse des revenus, ce qui reflète une hausse du tarif de base réglementé des centrales nucléaires approuvé par la CEO et une hausse de la production d'électricité du secteur Production hydroélectrique réglementée, une augmentation du bénéfice découlant des activités de la Société aux États-Unis en raison de la hausse des tarifs de l'électricité des marchés de gros, une diminution des dépenses liées à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires (les passifs nucléaires), et une augmentation des remboursements des dépenses liées aux passifs nucléaires des Fonds distincts nucléaires.

### Dépenses d'investissement

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

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Production nucléaire réglementée – projet de réfection de la centrale Darlington	<b>970</b>	813
Production nucléaire réglementée – compte non tenu du projet de réfection de la centrale Darlington	<b>689</b>	421
Production hydroélectrique réglementée	<b>315</b>	386
Production hydroélectrique visée par contrats et autre <sup>1</sup>	<b>339</b>	293
Atura Power	<b>138</b>	60
Autres	<b>113</b>	106
<b>Total des dépenses d'investissement<sup>2</sup></b>	<b>2 564</b>	2 079

<sup>1</sup> Excluent l'acquisition des centrales hydroélectriques Racine en 2021 et Koma Kulshan aux États-Unis en 2022.

<sup>2</sup> Comprennent les variations nettes des montants à payer.

Le total des dépenses d'investissement a augmenté de 485 millions de dollars en 2022, par rapport à celui de 2021, principalement en raison de la hausse des dépenses du secteur Production nucléaire réglementée.

Les dépenses d'investissement liées au projet de réfection de la centrale Darlington ont augmenté de 157 millions de dollars en 2022, par rapport à celles de 2021. L'augmentation est essentiellement attribuable à l'accroissement des activités de réfection à la centrale Darlington qui s'explique par le début des travaux de réfection de l'unité 1 en février 2022.

Compte non tenu du projet de réfection de la centrale Darlington, les dépenses d'investissement du secteur Production nucléaire réglementée ont augmenté de 268 millions de dollars en 2022, par rapport à celles de 2021. L'augmentation est essentiellement attribuable aux dépenses liées au PRM à l'emplacement du NPND et aux travaux liés au remplacement des principaux séparateurs-déshumidificateurs, une composante des générateurs de vapeur, à l'unité 3 de la centrale Darlington.

Les dépenses d'investissement du secteur Production hydroélectrique réglementée ont diminué de 71 millions de dollars en 2022 par rapport à celles de 2021. La diminution découle principalement de l'achèvement du projet de remplacement des unités G1 et G2 de la centrale Sir Adam Beck I et de l'achèvement des travaux d'entretien et de mise à niveau de l'unité 5 de la centrale Sir Adam Beck I. L'augmentation des dépenses d'investissement des centrales hydroélectriques de la région Ouest en 2021 a également contribué à cette diminution par rapport à 2021.

Les dépenses d'investissement du secteur Production hydroélectrique visée par contrats et autre ont augmenté de 46 millions de dollars en 2022, par rapport à celles de 2021. L'augmentation a été principalement attribuable à la hausse des dépenses engagées pour le projet de sécurité du barrage de la centrale Smoky Falls.

Les dépenses d'investissement du secteur Atura Power ont augmenté de 78 millions de dollars en 2022, par rapport à celles de 2021, principalement en raison de la hausse des dépenses aux centrales Portlands Energy Centre et Napanee, et des activités liées à la progression du Niagara Hydrogen Centre, un projet de développement de l'hydrogène à faible teneur en carbone.

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

## FAITS NOUVEAUX IMPORTANTS

---

### Excellence opérationnelle

#### Plan de poursuite des activités de la centrale Pickering

Le 29 septembre 2022, la Province a annoncé qu'elle appuyait le plan d'OPG, visant l'exploitation sécuritaire continue 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 septembre 2026. OPG avait initialement prévu exploiter 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. À la demande de la Province, OPG a revu les plans d'exploitation et a conclu que le maintien de l'exploitation des unités 5 à 8 jusqu'à ces nouvelles dates est sécuritaire et réalisable techniquement. La poursuite des activités aux unités 5 à 8 de la centrale Pickering jusqu'en septembre 2026 constitue pour l'Ontario une source d'énergie fiable et rentable durant la réfection des centrales nucléaires Darlington et Bruce, en plus de contribuer à éliminer les émissions de dioxyde de carbone et à conserver plusieurs milliers d'emplois dans la région de Durham. Pour plus de renseignements sur le processus d'approbation réglementaire visant la centrale Pickering, se reporter à la rubrique *Activités de base et perspectives* sous *Excellence opérationnelle – Production d'électricité et fiabilité*.

La Province a demandé à OPG de mettre à jour son analyse de faisabilité pour la réfection des unités 5 à 8 de la centrale Pickering en fonction de l'information disponible à titre de mesure de contrôle préalable prudente visant à appuyer les décisions futures liées à la planification de la production d'électricité. OPG avait déjà réalisé une analyse de faisabilité entre 2006 et 2009. OPG prévoit transmettre les résultats de la mise à jour à la Province d'ici la fin de 2023.

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

Au quatrième trimestre de 2022, 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 sixième période d'examen consécutive et font d'elle l'une des centrales nucléaires les plus performantes au monde.

Au deuxième trimestre de 2022, l'unité 2 de la centrale Darlington a atteint un nouveau record, enregistrant sa plus longue période d'exploitation continue. Avant d'être mise à l'arrêt dans le cadre d'une interruption non planifiée attribuable au calendrier de maintenance le 22 juin 2022, l'unité 2 l'avait fourni de l'énergie au réseau électrique de l'Ontario durant 529 jours consécutifs sans devoir être mise à l'arrêt à des fins de travaux d'entretien ou de réparation.

#### Convention collective avec le Power Workers Union

La convention collective d'un an entre le Power Workers Union (PWU) et OPG a pris fin le 31 mars 2022. Le 3 mars 2023, les parties ont conclu une entente de principe à l'égard du renouvellement de la convention collective, qui doit faire l'objet d'un scrutin de ratification par les membres du PWU. L'unité de négociation de PWU représente plus de 50 % de l'effectif d'OPG, soit environ 4 935 personnes.

Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement* sous *Obligations contractuelles – Conventions collectives*.

## Excellence des projets

### Réfection de la centrale Darlington

La réfection de l'unité 3 de la centrale Darlington avance bien et intègre les leçons tirées de la réfection de l'unité 2. L'unité 3 devrait être remise en service au deuxième semestre de 2023, ce qui est en avance sur la date d'achèvement initialement prévue au premier trimestre de 2024. Les améliorations tirées des leçons de la réfection de l'unité 2 ont permis d'innover, de réaliser des économies et d'accroître la sécurité et la qualité des travaux de réfection de l'unité 3. Au quatrième trimestre de 2022, le troisième volet important de la réfection de l'unité 3 a été achevé, soit le volet Réassemblage, qui comprend l'installation et le réassemblage des composantes du réacteur, y compris les nouveaux tubes de liaison et les canaux de combustible. Le projet en est actuellement au quatrième et dernier volet important, soit le volet Mise sous tension.

Le 15 février 2022, OPG a amorcé la réfection de l'unité 1 de la centrale Darlington par le déchargement du combustible du réacteur, après avoir procédé à la mise à l'arrêt sécuritaire de l'unité. L'unité 1 est la troisième unité de la centrale Darlington à faire l'objet d'une réfection et devrait être remise en service au deuxième trimestre de 2025. Avec le début des travaux de réfection de l'unité 1, il s'agit de la première fois que deux unités de la centrale Darlington font simultanément l'objet de travaux de réfection. Le premier volet important du projet de réfection a été achevé au deuxième trimestre de 2022, et le deuxième volet important, le volet Démontage, est bien avancé. Les travaux de réfection de l'unité 1 tiennent compte des avantages tirés de l'expérience des travaux de réfection de l'unité 2 et de l'unité 3, et d'autres améliorations stratégiques. Le projet de réfection de la centrale Darlington est analysé plus en détail à la rubrique *Activités de base et perspectives* sous *Excellence des projets*.

### Nouveau projet nucléaire de Darlington

OPG poursuit la mise en œuvre du NPND avec pour objectif de déployer le premier PRM à l'échelle du réseau au Canada d'ici la fin de la décennie. Les activités d'aménagement de l'emplacement et d'infrastructure de soutien pour le site du NPND ont débuté en septembre 2022 et, en octobre 2022, OPG a présenté une demande de permis de construction à la CCSN pour le premier PRM. Le site du NPND sera aménagé de façon à pouvoir accueillir jusqu'à quatre PRM.

En décembre 2022, le conseil d'administration d'OPG (le « conseil ») a approuvé la poursuite de l'étape de la définition pour le NPND. L'étape de la définition comprendra les activités d'ingénierie détaillée, de planification de la construction, d'achat de matériaux à longs délais et d'aménagement de l'emplacement.

Également en décembre 2022, OPG a conclu une entente de collaboration technologique multipartite afin de financer le développement de la technologie du réacteur BWRX-300, qui est la conception sélectionnée pour le premier PRM d'OPG sur le site du NPND. La conception sélectionnée repose sur neuf générations précédentes de réacteurs qui ont fonctionné ou ont été certifiés.

En janvier 2023, OPG a annoncé avoir conclu un partenariat avec GE Hitachi Nuclear Energy (GE-Hitachi), Groupe SNC-Lavalin Inc. (SNC-Lavalin) et Groupe Aecon Inc. (Aecon), combinant ainsi un vaste éventail de connaissances et de services dans le cadre d'un modèle de réalisation de projets intégré afin de développer, concevoir et construire un PMR de conception BWRX-300 d'environ 300 MW sur le site du NPND. Les parties assureront la gestion du projet comme une équipe intégrée. En tant que détenteur du permis, OPG conservera la responsabilité et la surveillance du projet en totalité, ainsi que la responsabilité expresse de l'engagement des Premières Nations, de la sensibilisation des parties prenantes, de la mise en service et de la formation des opérateurs. GE-Hitachi, en tant que développeur de technologie, sera responsable de la conception, de l'achat des principales composantes, de l'ingénierie et du soutien à la gestion de projet. SNC-Lavalin, en tant qu'architecte et ingénieur, fournira des services de conception, de gestion de projet et d'approvisionnement. Aecon fournira tous les services de construction, de la gestion du projet et de la planification aux travaux de construction.

Le PRM au site du NPND constituera une nouvelle source d'énergie nucléaire propre qui contribuera à répondre aux besoins futurs du réseau d'électricité de l'Ontario en plus d'appuyer les objectifs en matière de changements climatiques d'OPG en permettant d'éviter l'émission d'un million de tonnes de dioxyde de carbone par année.

#### Entente entre OPG et X-energy liée au développement de petits réacteurs modulaires Xe-100

En juin 2022, OPG et X-energy ont conclu une entente-cadre en vue d'explorer les possibilités de déploiement de PRM Xe-100 à des fins industrielles au Canada. En vertu de l'entente, OPG et X-energy rechercheront des possibilités de déploiement de réacteurs avancés Xe-100 en Ontario sur des sites industriels et identifieront d'autres utilisateurs finaux et emplacements possibles au Canada. Grâce à la combinaison de la vapeur à température élevée et de la production d'électricité, les PRM Xe-100 contribuent directement à la décarbonation de l'industrie lourde, notamment dans les activités pétrolières et gazières, les activités minières et d'autres processus industriels.

En décembre 2022, X-energy a annoncé un projet de regroupement d'entreprises avec Ares Acquisition Corporation, une société d'acquisition à vocation spécifique cotée en Bourse. À la clôture de la transaction, OPG sera un investisseur sans contrôle de l'entité X-energy cotée à la bourse de New York.

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

En 2022, OPG a terminé le remplacement des unités G1 et G2 de la centrale Sir Adam Beck I, ajoutant une capacité de production d'énergie renouvelable supplémentaire d'environ 115 MW au portefeuille de centrales hydroélectriques réglementées de la Société. Le projet représente le premier remplacement complet d'unités au cours des 100 ans d'histoire de la centrale et a été achevé en deçà du budget de 128 millions de dollars.

#### Développement de l'hydrogène à faible teneur en carbone

Par l'intermédiaire d'Atura Power, OPG continue de préparer le terrain pour des centres de production d'hydrogène à faible teneur en carbone en Ontario dans le cadre de nouvelles activités en lien avec l'hydrogène. En avril 2022, Atura Power a annoncé avoir sélectionné le Niagara Hydrogen Centre, situé à Niagara Falls, en Ontario, comme premier emplacement de production d'hydrogène à grande échelle, dont la mise en service est prévue en 2024. La centrale utilisera un électrolyseur de 20 MW pour produire de l'hydrogène d'origine renouvelable en utilisant l'eau et l'hydroélectricité comme intrants, lequel s'inscrit dans la stratégie globale de la Province en matière d'hydrogène, laquelle a également été dévoilée en avril 2022.

En janvier 2023, la SIERE et OPG ont conclu une entente en vue de soutenir le développement du Niagara Hydrogen Centre. L'entente permettra à OPG de fournir à Atura Power de l'électricité produite par la centrale Sir Adam Beck II grâce à sa capacité de production d'hydrogène à faible teneur en carbone.

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

### Rapport sur les parcours de décarbonation de la SIERE

En décembre 2022, à la demande de la Province, la SIERE a publié un rapport sur les parcours de décarbonation, dans lequel elle présente les prévisions à l'égard de la demande d'électrification à long terme et un scénario portant sur la décarbonation du réseau électrique de l'Ontario grâce à un approvisionnement diversifié, qui comprend une nouvelle production d'énergie nucléaire, une production d'énergie renouvelable et une production d'énergie à faible teneur en carbone comme l'hydrogène. Pour atteindre une économie à zéro émission nette alimentée par un réseau électrique fiable et exempt d'émissions d'ici 2050, il est estimé dans le rapport que la capacité de production totale requise est d'environ 88 000 MW, soit plus du double de la capacité actuelle de la province, et que le coût d'investissement pour l'expansion du réseau est d'environ 400 milliards de dollars. Le rapport comprend des recommandations pour entreprendre les travaux de planification et de sélection des emplacements pour de nouveaux projets potentiels, notamment les projets de centrales hydroélectriques et nucléaires, ainsi que pour appliquer les mesures de la stratégie ontarienne relative à l'hydrogène bas carbone de façon à ce que le réseau soit prêt à subir une transformation. Le rapport conclut également qu'un moratoire sur l'acquisition de nouvelles capacités de production au gaz naturel dans la province n'est envisageable qu'après les activités d'approvisionnement de ressources actuelles, dans le cadre desquelles la SIERE prévoit acquérir de nouvelles capacités de production au gaz naturel allant jusqu'à 1 500 MW entre 2025 et 2027 et de stockage d'énergie d'environ 2 500 MW d'ici 2027. En février 2023, la Province a lancé une période de consultation de 90 jours reposant sur le rapport.

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

En février 2023, OPG a publié un rapport sur les possibilités hydroélectriques dans le nord de l'Ontario en réponse à la demande de la Province d'étudier les possibilités de nouveaux aménagements hydroélectriques dans le nord de l'Ontario. Le rapport est le fruit des efforts conjoints du secteur, de l'Ontario Waterpower Association, de Hydro One Limited (Hydro One) et de la SIERE, ainsi que des discussions préliminaires et des liens tissés avec les communautés autochtones qui pourraient être concernées. Le rapport met de l'avant un fort potentiel hydroélectrique dans le nord de l'Ontario, représentant une capacité supplémentaire de 3 000 à 4 000 MW, y compris le projet de centrale Little Jackfish River dans le nord-ouest de l'Ontario et les possibilités d'emplacements pour de nouveaux projets d'aménagement dans le nord de l'Ontario. Tout comme le rapport sur les parcours de décarbonation de la SIERE, ce rapport vise à fournir de l'information sur le développement des futures centrales électriques afin de répondre aux nouveaux besoins en électricité de l'Ontario.

## **Vigueur financière**

### Obligations vertes

En juillet 2022, OPG a publié une mise à jour de son cadre de référence pour les obligations vertes afin d'y inclure des projets nucléaires admissibles, compte tenu du rôle essentiel que joue la technologie dans la lutte contre les changements climatiques et dans la réalisation des objectifs d'OPG en la matière.

Le 14 juillet 2022, OPG a procédé à une émission d'obligations vertes en vertu du programme de billets à moyen terme, la première du genre pour la Société, visant une tranche de 300 millions de dollars de billets de premier rang échéant en juillet 2032, dont le taux d'intérêt nominal est de 4,92 %. Le produit net tiré de l'émission a servi à financer le projet de réfection de la centrale Darlington.

Le 31 octobre 2022, Lower Mattagami Energy Limited Partnership (LME), filiale à part entière d'OPG, a clôturé une émission d'obligations en placement privé par l'émission de 250 millions de dollars d'obligations vertes, venant à échéance en octobre 2033 et dont le taux d'intérêt nominal est de 4,85 %. Le produit net tiré de l'émission a servi à financer le projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long. LME détient et gère des centrales hydroélectriques visées par des contrats d'OPG situées sur la rivière Lower Mattagami, dans le nord-est de l'Ontario.

### Facilité de crédit liée au nouveau projet nucléaire de Darlington avec la Banque de l'infrastructure du Canada

Le 29 août 2022, OPG a conclu une facilité de crédit non renouvelable de 970 millions de dollars avec la Banque de l'infrastructure du Canada. Cette facilité lui a permis de financer une partie des dépenses nécessaires pour préparer la construction du premier PRM d'OPG sur le site du NPND. La période d'emprunt en vertu de la facilité devrait prendre fin en septembre 2027 et tout montant impayé en vertu de la facilité de crédit viendrait à échéance en septembre 2042, sous réserve de certaines conditions. Au 31 décembre 2022, un montant de 78 millions de dollars avait été emprunté en vertu de cette facilité.

### Décision de la Cour supérieure de l'Ontario concernant la loi 124

La *Loi de 2019 visant à préserver la viabilité du secteur public pour les générations futures* (la loi 124), qui est entrée en vigueur le 8 novembre 2019, établit des limites aux augmentations de la rémunération des employés syndiqués et non syndiqués du secteur public de l'Ontario et s'applique à OPG. La loi 124 plafonne toute augmentation annuelle maximale des salaires et de la rémunération globale à 1 % sur une période de trois ans (la période de modération), sous réserve de certaines exceptions. Des syndicats et des organisations ont été nombreux à contester la constitutionnalité de la loi 124. Dans une décision rendue le 29 novembre 2022, la Cour supérieure de l'Ontario a conclu que la loi 124 était inconstitutionnelle et l'a déclarée nulle et sans effet (la décision de la Cour concernant la loi 124). Le gouvernement ontarien a porté en appel la décision à la Cour d'appel de l'Ontario le 29 décembre 2022.

Les tarifs réglementés approuvés d'OPG pour la période de 2022 à 2026 ont été établis en fonction des coûts prévus en supposant l'application de la loi 124. Le 1<sup>er</sup> mars 2023, OPG a déposé une demande auprès de la CEO en vue d'établir un compte réglementaire pour comptabiliser et compenser les répercussions des charges de rémunération des centrales nucléaires découlant de la décision du tribunal concernant la loi 124, sous réserve d'un examen et de l'utilisation futurs par la CEO.

Pour de plus amples renseignements sur la décision du tribunal concernant la loi 124 et sur l'état des conventions collectives de la Société, se reporter à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement sous Obligations contractuelles – Conventions collectives*.

### Crédit d'impôt à l'investissement dans des technologies propres

En novembre 2022, le gouvernement fédéral a annoncé son intention d'offrir un nouveau crédit d'impôt à l'investissement remboursable pour les dépenses d'investissement dans certaines technologies propres. Ce crédit d'impôt à l'investissement devrait s'appliquer aux projets d'énergie propre, y compris les PRM, certains projets hydroélectriques et certains systèmes de stockage d'électricité, ainsi qu'à la production d'hydrogène propre. OPG continue de suivre l'évolution de l'information dans ce secteur afin d'en évaluer l'incidence sur ses initiatives de croissance et de transformation.

## **Acceptation sociale**

### Rapport sur les questions environnementales, sociales et de gouvernance

En août 2022, OPG a publié son premier rapport sur les questions environnementales, sociales et de gouvernance (« rapport ESG »), approuvé par le conseil, qui présente les pratiques et la performance à l'égard des questions ESG de la Société, y compris les initiatives en matière de changements climatiques, les progrès réalisés pour devenir un employeur plus équitable, inclusif et diversifié, et les mesures mises en œuvre dans le cadre du plan d'action de réconciliation d'OPG. Le rapport ESG couvre un éventail de sujets importants relevant des trois piliers environnementaux, sociaux et de gouvernance. Le rapport ESG d'OPG se trouve sur le site Web de la Société à l'adresse [www.opg.com](http://www.opg.com).

## ACTIVITÉS DE BASE ET PERSPECTIVES

---



### Excellence opérationnelle

La production, de manière sécuritaire et soucieuse de l'environnement, d'électricité fiable et économique à partir des actifs de la Société, par un personnel très compétent et engagé, témoigne de l'excellence opérationnelle d'OPG. La santé et 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 2022 est examinée par secteur d'activité à la rubrique *Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité*.

#### Activités nucléaires

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

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 la 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 2021, a été publié par la CCSN au quatrième trimestre de 2022. Dans le rapport de 2021 de la CCSN sur le rendement d'OPG en matière de sûreté nucléaire, le personnel de la CCSN a déterminé que, pour 13 des 14 domaines de contrôle et de sûreté de la centrale Darlington et de la centrale Pickering et l'ensemble des 14 domaines de contrôle et de sûreté des installations de gestion des déchets Darlington, Pickering et Western, les attentes étaient respectées. OPG a par la suite adopté des mesures correctrices pour s'assurer que le rendement réel est conforme aux attentes aux centrales Darlington et Pickering pour le domaine de contrôle et de sûreté pour lequel le rendement ne respectait pas les attentes.

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

continuer d'avoir recours à ce type de tests, en attendant la décision finale concernant la demande de contrôle judiciaire des syndicats, qui a été entendue en décembre 2022. Une décision devrait être rendue au premier semestre de 2023.

### *Centrale Pickering*

Le plan révisé d'OPG visant à optimiser la fin de l'exploitation de la centrale Pickering tient compte de l'exploitation des unités 1 et 4 jusqu'à la fin respectivement de septembre 2024 et de décembre 2024, et de l'exploitation des unités 5 à 8, jusqu'à la fin de septembre 2026, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires de la CCSN, comme il est mentionné à la rubrique *Faits nouveaux importants* sous *Excellence opérationnelle – Plan de poursuite des activités de la centrale Pickering*. En lien avec cet objectif, OPG continue de réaliser d'autres analyses et inspections techniques pour confirmer l'aptitude fonctionnelle des canaux de combustible et d'autres composantes importantes de la centrale à l'appui de l'optimisation de la centrale jusqu'aux dates prévues de fin de vie, y compris la confirmation de la validité du bilan périodique de la sûreté et du plan de mise en œuvre intégré. Le bilan périodique de la sûreté, qui se veut une évaluation exhaustive de la conception et de l'exploitation de la centrale, a confirmé précédemment le niveau de sûreté élevé tout au long de l'exploitation continue de la centrale jusqu'en 2024. En juillet 2022, le personnel de la CCSN a attesté de la réévaluation par OPG du bilan périodique de la sûreté, qui confirmait le niveau élevé de sûreté tout au long de l'exploitation continue de la centrale jusqu'à la fin de 2025. En novembre 2022, OPG a présenté à la CCSN les résultats de la réévaluation du plan de mise en œuvre intégré pour l'exploitation jusqu'à la fin de 2025. OPG est tenue de réaliser une réévaluation du bilan périodique de la sûreté et du plan de mise en œuvre intégré jusqu'à la fin de l'exploitation prévue en septembre 2026 et de tenir la CCSN informée des résultats d'ici juin 2023, à l'appui de l'approbation réglementaire de la CCSN requise pour un permis d'exploitation commerciale après 2024.

Le 1<sup>er</sup> septembre 2022, la centrale Pickering a inscrit un nouveau record en exploitant simultanément l'ensemble de ses six unités en exploitation. Avant que l'unité 1 soit mise hors service dans le cadre d'une interruption planifiée le 9 septembre 2022, l'ensemble des six unités en exploitation ont fourni de l'énergie au réseau électrique de l'Ontario pendant plus de 100 jours consécutifs sans devoir être mises hors service à des fins de maintenance ou de réparation.

L'arrêt du bâtiment sous vide à l'échelle de la centrale qui exige la fermeture de l'ensemble des six unités en exploitation à la centrale Pickering a commencé comme prévu le 6 octobre 2022 et s'est terminé de façon sécuritaire le 5 novembre 2022. Les travaux effectués pendant l'arrêt du bâtiment sous vide ont représenté un investissement important dans la centrale et sont conformes à l'engagement continu d'OPG à l'égard de la sûreté et de l'excellence à l'échelle du portefeuille. L'arrêt du bâtiment sous vide a compris la réalisation d'une inspection et de tests des systèmes de sûreté communs pour garantir la disponibilité continue jusqu'aux dates prévues de fin de l'exploitation de l'ensemble des six unités de la centrale Pickering. Les tests de la structure de confinement de la centrale ont été réalisés pendant l'arrêt, et les résultats étaient positifs.

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

### *Centrale Darlington*

OPG continue de faire des investissements dans la centrale Darlington pour s'assurer que l'exploitation sécuritaire et fiable de la centrale se poursuit et pour la positionner de façon à ce qu'elle enregistre à plus long terme une des meilleures performances de l'industrie en matière d'exploitation et de coûts. Outre la réfection en cours des unités de la centrale, ceux-ci comprennent des investissements dans des initiatives de gestion du cycle de vie et du vieillissement, la mise à niveau des installations et des travaux à l'appui des engagements réglementaires. OPG a continué à faire progresser un certain nombre de projets à la centrale Darlington en 2022, notamment :

- l'achèvement des travaux de construction visant le remplacement prévu de la première génératrice d'urgence afin d'améliorer la fiabilité des systèmes d'alimentation électrique d'urgence pour la durée de vie de la centrale et l'achèvement de la mise en service de l'équipement auxiliaire. Le projet devrait être mis en service au premier trimestre de 2023 et améliorera la fiabilité des systèmes d'alimentation électrique d'urgence sur la durée de vie de la centrale;
- le remplacement réussi du principal transformateur de sortie à l'unité 1 dans le cadre des travaux de réfection, comme prévu, afin d'assurer la continuité et la fiabilité de l'exploitation au cours de la durée de vie utile de la centrale;
- l'achèvement du reste des travaux d'installation du système d'alimentation électrique sans coupure de catégorie II à l'unité 3 afin d'assurer une fiabilité continue sur la durée de vie de la centrale.

Les résultats d'une inspection planifiée de l'unité 3 de la centrale Darlington au deuxième semestre de 2021 ont révélé que les principaux séparateurs-déshumidificateurs devront être remplacés pour garantir l'exploitation sécuritaire, fiable et efficace continue pendant toute la prolongation de la durée de vie de la centrale. Un projet visant le remplacement des principaux séparateurs-déshumidificateurs à l'unité 3 est en cours, et l'exécution des travaux prévus visant deux des quatre générateurs de vapeur devrait être réalisée pendant l'interruption actuelle pour la réfection de l'unité 3, ce qui facilitera la réalisation des travaux. OPG évalue l'étendue des travaux visant les deux autres générateurs de vapeur pour l'unité 3, et les trois unités suivantes de la centrale Darlington, où des conditions similaires ont été observées. Les principaux séparateurs-déshumidificateurs doivent fournir une valeur sèche de qualité à la turbine en aval.

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

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

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

### Production d'électricité renouvelable

Au 31 décembre 2022, le portefeuille de centrales de production d'électricité renouvelable d'OPG comprenait 54 centrales hydroélectriques réglementées, 12 centrales hydroélectriques non réglementées et une centrale solaire, toutes situées en Ontario, et, compte tenu d'Eagle Creek, 85 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 également 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.

Dans le cadre des efforts déployés pour la réfection de ses centrales hydroélectriques, la Société continue de mettre en œuvre un programme d'entretien des turbines et des générateurs des centrales hydroélectriques à l'échelle l'Ontario. En 2022, les activités liées à ce programme comprenaient ce qui suit :

- l'achèvement de l'entretien et de la mise à niveau de l'unité 1 de la centrale Silver Falls, pour accroître d'environ 5 MW la capacité de production en service de la Société;
- l'achèvement des travaux d'entretien et de mise à niveau de l'unité 2 de la centrale Abitibi Canyon afin d'assurer la fiabilité de ses activités pour les 30 prochaines années;
- l'achèvement des travaux d'entretien du groupe électrogène de l'unité 7 de la centrale Otto Holden et la poursuite des travaux d'entretien de l'unité 5;
- la poursuite des travaux d'entretien à l'unité 9 de la centrale R.H. Saunders et à l'unité 1 de la centrale Barrett Chute.

De plus, en 2022, la Société a achevé le remplacement de quatre vannes de vidange à la centrale Otter Rapids à l'appui du rendement opérationnel et pour contribuer à la gestion du débit d'eau le long de la rivière Abitibi. La Société continue également de faire progresser les travaux de réfection de l'infrastructure en béton à la centrale R.H. Saunders et à la centrale Otto Holden, et le remplacement des vannes de tête à la centrale Sir Adam Beck II. Pour plus de renseignements sur les principaux projets de la Société, se reporter à la rubrique *Activités de base et perspectives*, sous *Excellence des projets*.

Le 30 novembre 2022, le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario a publié son rapport annuel 2022 qui comprenait un rapport d'audit de l'optimisation des ressources portant sur la gestion et la maintenance du portefeuille de centrales hydroélectriques de la Société. Dans le rapport, le rôle important joué par OPG dans la production sécuritaire et fiable à l'échelle de la province a été confirmé, ainsi que son rôle essentiel dans l'évaluation des possibilités d'accroître ses activités hydroélectriques dans l'avenir pour répondre à la demande d'électricité prévue. Les recommandations présentées par la vérificatrice générale donnent lieu à de nouvelles possibilités d'améliorations ciblées à l'échelle des activités hydroélectriques d'OPG en appui à la valeur que ces centrales offrent aux consommateurs d'électricité.

OPG assure la coordination avec différents organismes gouvernementaux, municipalités, partenaires autochtones et parties prenantes de la collectivité et collabore avec ceux-ci pour s'assurer que les réseaux hydrographiques sur lesquels la Société exerce ses activités sont gérés de manière sécuritaire et efficace, tout en répondant aux besoins en matière de production d'électricité. Au printemps 2022, un certain nombre de réseaux hydrographiques nordiques ont enregistré des conditions hydrologiques record en raison des quantités importantes de neige et de pluie qui sont tombées au cours des derniers mois de l'hiver. Dans le nord-ouest de l'Ontario, en septembre et en octobre 2022, les débits d'eau sont revenus à la normale par rapport aux sommets enregistrés au printemps. Dans le nord-est de l'Ontario, une série de tempêtes importantes ont fait gonfler certaines rivières en novembre 2022, dont le débit a atteint des sommets saisonniers similaires à ceux enregistrés pendant la crue printanière. Dans la mesure du possible, OPG a géré ces conditions naturelles en équilibrant le débit des rivières et l'élévation de l'eau à ses centrales hydroélectriques conformément aux régimes réglementaires applicables, tout en continuant à assurer la souplesse du réseau d'électricité de la province.

#### *Vente prévue des centrales hydroélectriques aux États-Unis*

Par l'entremise d'Eagle Creek, OPG s'est engagée à mettre en œuvre un plan visant la vente de 22 centrales hydroélectriques d'une capacité totale d'environ 47 MW dans un certain nombre de régions des États-Unis, ainsi que de deux réservoirs de stockage dans le Midwest américain, dans le cadre de la stratégie de la Société visant à optimiser le portefeuille de centrales hydroélectriques aux États-Unis. La vente devrait être conclue au premier semestre de 2023, sous réserve de l'obtention de l'approbation des organismes de réglementation.

#### Activités thermiques

Le portefeuille de centrales thermiques d'OPG comprend une centrale alimentée au diesel et au gaz naturel, une centrale alimentée à la biomasse et quatre centrales à cycle combiné 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. L'électricité produite par 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 prévue des actifs,

en réinvestissant dans les centrales tout en respectant les contraintes techniques, réglementaires et contractuelles, dans l'attente de pouvoir réaliser un rendement financier approprié. Pour soutenir ces objectifs, la planification des interruptions des centrales thermiques tire profit de la souplesse de programmes de gestion des actifs en vue de donner la priorité aux risques liés à l'équipement et d'optimiser le calendrier du programme de travaux.

#### Accroître l'efficacité et réduire les coûts

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

La détermination et la recherche continue de gains d'efficacité opérationnelle découlent de cibles à l'échelle de l'entreprise, qui sont 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 et à soutenir la croissance de la Société et les stratégies de transformation. La réalisation de ces objectifs repose sur une main-d'œuvre très performante, collaborative, diversifiée, inclusive et mobilisée.

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

#### Rapatriement de New Horizon System Solutions

En 2022, OPG a déployé en interne une partie de ses services de technologies de l'information qui était auparavant impartie à New Horizon System Solutions LP (NHSS) depuis 2000 et a rapatrié les employés syndiqués. Aux termes de l'entente contractuelle entre OPG et NHSS, les actifs et les passifs des régimes de retraite à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite de NHSS de tous les employés transférés et des participants au régime inactifs ont été transférés à OPG le 1<sup>er</sup> novembre 2022. Les obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite prises en charge par OPG dans le cadre de l'entente ont été largement compensées par la rémunération de NHSS.

### Achat et vente de biens immobiliers

En octobre 2022, OPG a vendu certains immeubles situés au 800, Kipling Avenue à Toronto, en Ontario, dans le cadre d'une stratégie immobilière d'entreprise visant à réduire et à optimiser son empreinte immobilière existante. Le gain après impôts total à la vente, y compris l'incidence des ajustements apportés aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles connexes, est d'environ 135 millions de dollars, dont un montant d'environ 24 millions de dollars qui devrait être comptabilisé au deuxième trimestre de 2023, sous réserve du respect de certaines conditions de clôture. Comme il était stipulé dans l'entente de règlement, les intervenants peuvent prendre position, dans une demande de hausse tarifaire future d'OPG et sans préjudice à la position d'OPG, et demander que jusqu'à 23 % du produit net de la vente soit porté au crédit des factures des clients. La question devrait être soumise à la CEO qui fera le calcul à cette date. Les immeubles vendus ne faisaient pas partie des centrales visées d'OPG.

En février 2023, OPG a fait l'acquisition de l'immeuble et des terrains avoisinants situés au 1908 Colonel Sam Drive, à Oshawa, en Ontario, pour un montant d'environ 100 millions de dollars. Le plan d'OPG vise à rénover le bâtiment avant son occupation à la fin de 2024, bâtiment qui deviendra le nouveau siège social de la Société, et ce plan remplace le plan annoncé précédemment de construire un nouveau siège social à Clarington, en Ontario.



### Excellence des projets

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

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

L'état d'avancement des principaux projets d'OPG au 31 décembre 2022 est présenté ci-dessous.

Projet  (en millions de dollars)	Dépenses d'investissement		Budget approuvé	Date de mise en service prévue	État actuel
	Depuis le début de l'exercice	Cumulatives			
Réfection de la centrale Darlington	970	9 229	12 800 <sup>1</sup>	Unité 3 – 2023 Unité 1 – 2025 Unité 4 – 2026	La réfection de l'unité 3 progresse selon le calendrier révisé et le projet en est au volet Mise sous tension. La réfection de l'unité 1 avance selon le calendrier et est au volet Désassemblage. 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	222	539	700	2023	Au quatrième trimestre de 2022, le compartiment protecteur isolant a été entièrement retiré dans le cadre des activités de mise en service de la vanne. Les travaux de remplacement des vannes existantes à la centrale Adam Creek se poursuivent selon le calendrier. L'achèvement du projet est prévu en 2023 et le budget révisé du projet, soit 700 millions de dollars, est respecté. Pour en savoir plus, voir ci-après.
Projet de sécurité du barrage de la centrale Smoky Falls	83	117	390	2025	Au quatrième trimestre de 2022, OPG a achevé les activités de fermeture et de stabilisation de l'infrastructure en béton des évacuateurs situés à l'est. Les activités de fermeture des baies excédentaires, de stabilisation du barrage et de préparation aux fins du remplacement des vannes se poursuivent selon le calendrier. Le projet devrait être achevé en 2025, et le budget du projet est respecté. Pour en savoir plus, voir ci-après.
Réaménagement de la centrale hydroélectrique Calabogie	60	150	168	2023	Au quatrième trimestre de 2022, OPG a achevé la construction des digues situées à l'est et à l'ouest, et la mise en service des vannes de tête, ce qui a été suivi de l'enlèvement du compartiment protecteur isolant en amont et à l'irrigation du bassin d'admission. L'installation de l'unité 1 et de l'unité 2 dans la centrale a commencé et devrait être achevée au début de 2023. Le projet devrait être réalisé selon le budget révisé de 168 millions de dollars. Pour en savoir plus, voir ci-après.

<sup>1</sup> Le budget total du projet de 12,8 milliards de dollars sera consacré à la réfection des quatre unités de la centrale Darlington.

#### Réfection de la centrale Darlington

Le projet de réfection de la centrale Darlington a débuté en 2016, alors que les quatre unités de la centrale approchaient leur fin de vie initialement prévue. La réfection des quatre unités de production devrait prolonger d'au moins 30 ans la durée de vie de la centrale. La réfection de la première unité, soit l'unité 2, a pris fin en juin 2020. La réfection de la

deuxième unité, l'unité 3, a commencé en septembre 2020 et l'unité devrait être remise en service au deuxième semestre de 2023, plus tôt que prévu, soit au premier trimestre de 2024. La réfection de la troisième unité, soit l'unité 1, a commencé en février 2022, et cette dernière devrait être remise en service au deuxième trimestre de 2025. Les activités de planification et les activités préalables aux travaux de réfection de la quatrième unité, soit l'unité 4, progressent comme prévu. La planification, les activités préalables aux travaux et les travaux de réfection de l'unité 4 continuent de tenir compte des avantages tirés de l'expérience avec les trois premières unités, ainsi que d'autres améliorations stratégiques. Les travaux de réfection de l'unité 4 devraient commencer en 2023 et être achevés d'ici la fin de 2026.

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

- Déchargement et manipulation de combustible : travaux de déchargement des réacteurs et de réfection de l'équipement de manipulation de combustible
- Travaux de retubage et de remplacement des tubes de liaison : travaux d'enlèvement et de remplacement des tubes de liaison et des canaux de combustible dans chaque réacteur
- Turbines et générateurs : travaux d'inspection et de réparation des groupes électrogènes et remplacement des systèmes de contrôle analogiques par des systèmes de contrôle numériques pour les unités 3, 4 et 1
- 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 divers projets comme le remplacement ou la réparation d'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

Au quatrième trimestre de 2022, l'installation des tubes de liaison inférieurs et celle du corps de support inférieur ont été achevées dans le cadre du projet de réfection de l'unité 3, de sorte que le volet Réassemblage est terminé. Les travaux dans le cadre du volet Mise sous tension ont commencé après l'achèvement du volet Réassemblage, notamment le chargement du nouveau combustible dans le réacteur, et ont pris fin en janvier 2023. Les travaux de remise en état de la voûte du réacteur sont en cours, y compris l'enlèvement des cloisons pour raccorder l'unité 3 aux unités en exploitation. La remise en état de la voûte devrait être achevée au premier semestre de 2023. L'achèvement de ce jalon correspond à l'achèvement des travaux de construction, au raccordement complet de l'unité 3 à la centrale et au début des activités de redémarrage de l'unité.

Les travaux du volet Désassemblage de la réfection de l'unité 1 sont à l'heure actuelle en cours, et les activités progressent selon le calendrier. Au quatrième trimestre de 2022, les travaux d'enlèvement de 960 tubes de liaison du réacteur et les travaux préparatoires à l'enlèvement de 480 canaux de combustible ont été achevés. L'enlèvement des canaux de combustible est en cours, l'enlèvement des raccords d'extrémité ayant été achevé en janvier 2023 et celui des tubes de force et des tubes de calandre devant être au premier semestre de 2023, ce qui marquera la fin du volet Désassemblage.

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

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

En 2022, OPG a commencé la mise en service des vannes de la centrale Adam Creek qui ont été remplacées et a commencé la démolition du barrage en amont situé à l'est, en face des deux nouvelles vannes de vidange. Au quatrième trimestre de 2022, le compartiment protecteur isolant a été entièrement enlevé dans le cadre de la mise en service des vannes. L'achèvement du projet est prévu en 2023 et le budget révisé du projet, soit 700 millions de dollars, est respecté. Le budget a été révisé principalement en raison de problèmes de construction, des perturbations liées à la pandémie de COVID-19 et de coûts additionnels engagés en 2022 pour gérer la crue automnale inhabituelle.

Le barrage de la centrale Little Long appuie les centrales hydroélectriques d'OPG situées sur la rivière Lower Mattagami, qui sont présentées dans le secteur Production hydroélectrique visée par contrats, et autre. Les coûts du projet devraient être recouverts en vertu de la CAE en vigueur pour les centrales Lower Mattagami.

#### Projet de sécurité du barrage de la centrale Smoky Falls

OPG réalise le projet de sécurité du barrage de Smoky Falls afin d'améliorer la sécurité à la centrale hydroélectrique Smoky Falls, située le long de la rivière Mattagami, dans le nord-est de l'Ontario. Le projet permettra de remettre en état les structures de l'évacuateur et des purgeurs âgées de 100 ans pour les rendre conformes aux exigences en matière de sécurité des barrages prescrites par la Province.

En 2022, OPG a achevé les activités de fermeture et de stabilisation de l'infrastructure en béton des évacuateurs situés à l'est. La fermeture des vannes de vidange excédentaires, la stabilisation du barrage et les activités de préparation pour le remplacement de deux vannes de vidange opérationnelles se poursuivent. Le projet devrait être achevé en 2025, et le budget du projet est respecté.

Le barrage de la centrale Smoky Falls appuie les centrales hydroélectriques d'OPG situées sur la rivière Lower Mattagami. Les coûts du projet devraient être recouverts en vertu de la CAE en vigueur pour les centrales Lower Mattagami.

#### Réaménagement de la centrale hydroélectrique Calabogie

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

En 2022, OPG a achevé le retrait des ouvrages d'entrée, la construction des digues situées à l'est et à l'ouest et la mise en service des vannes de tête, qui ont été suivis de l'irrigation du nouveau bassin d'admission. L'installation de l'unité 1 et de l'unité 2 dans la centrale a commencé et devrait être achevée au début de 2023. Le budget révisé du projet, soit 168 millions de dollars, devrait être respecté. Le budget a été révisé en raison des activités additionnelles liées à l'approvisionnement, la construction et l'ingénierie, du fait de modifications à la recherche et à l'étendue des travaux attribuables à des conditions imprévues sur les emplacements. La centrale Calabogie est incluse dans le secteur Production hydroélectrique réglementée.

### Centrale hydroélectrique Ranney Falls

En juin 2022, OPG a achevé avec succès le remplacement de l'unité G3 d'environ 10 MW sur le site de la centrale Ranney Falls à Campbellford, en Ontario, qui a permis de doubler la capacité de production en service du site pour la faire passer à 20 MW. Le projet comprenait également des travaux de construction d'une nouvelle centrale électrique et d'un nouveau bassin d'admission. Le budget du projet, soit 77 millions de dollars, est respecté. La centrale Ranney Falls est incluse dans le secteur Production hydroélectrique réglementée.

### Déclassement d'anciennes centrales thermiques

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

En février 2022, la Société a terminé l'implosion prévue à l'ancien emplacement de la centrale alimentée au charbon Lambton qui a cessé ses activités en 2013, un important jalon de l'engagement d'OPG à l'égard de l'énergie propre. Les travaux de démolition sont en cours et devraient être achevés d'ici la fin de 2023. Un projet de déclassement environnemental visant l'assainissement du site est également en cours.



#### **Vigueur financière**

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

Cette priorité comporte quatre objectifs :

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

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

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

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

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	RCP		Capitaux propres <sup>1</sup>	Base tarifaire					
	2017 - 2021	2022 - 2026		2021	2022	2023	2024	2025	2026
Production nucléaire réglementée <sup>2</sup>	8,78 %	8,66 %	45 %	7 711	8 600	8 615	11 033	12 189	12 992

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

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

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

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

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

L'incidence sur les besoins en revenus des écarts entre le montant et le calendrier des ajouts prévus à la base tarifaire approuvés par la CEO et des ajouts réels d'immobilisations 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*. Le règlement prévoit également l'établissement d'un compte d'écarts pour comptabiliser et recouvrer les incidences sur besoins en revenus des écarts entre les coûts d'investissement et les coûts autres qu'en capital engagés prévus et approuvés par la CEO pour les nouveaux projets de centrales nucléaires et les coûts réels, sous réserve d'un examen par la CEO.

En novembre 2020, la CEO a rendu une ordonnance qui établit un compte d'écarts visant à comptabiliser les bénéfices réglementaires dégagés par les activités réglementées d'OPG pour l'exercice 2021 qui sont supérieurs de plus de 300 points de base au niveau du RCP approuvé par la CEO et pris en compte dans les tarifs de base réglementés de 2021. L'ordonnance a été rendue dans le contexte de l'examen annuel par la CEO du RCP réglementé pour les activités à tarifs réglementés d'OPG selon les cadres utilisés pour établir les tarifs réglementés pour la période allant de 2017 à 2021. Le seuil de 300 points de base correspondait au RCP attendu par la CEO quant aux niveaux approuvés en vertu des cadres. En juillet 2022, OPG a présenté à la CEO les bénéfices réglementaires de 2021, qui n'ont pas dépassé le seuil de 300 points. En février 2023, la CEO a délivré une lettre confirmant qu'il n'y aura plus d'examen réglementaire du RCP d'OPG 2021, et que la procédure était désormais close.

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

Pour les actifs de production qui ne font pas partie des activités à tarifs réglementés, OPG a habituellement comme stratégie de conclure des ententes génératrices de revenus à long terme qui génèrent un rendement sur investissement approprié. Conformément à cette stratégie, la totalité des installations non réglementées en Ontario est visée par des CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme. Ces contrats sont généralement élaborés de façon à permettre le recouvrement des coûts d'exploitation et des dépenses d'investissement dans des installations sous-jacentes et un rendement du capital investi, attendu que les installations continuent de satisfaire à leurs obligations contractuelles.

Même si des centrales de la Société situées aux États-Unis sont également assujetties à des ententes d'approvisionnement en énergie et en capacité et qu'OPG continue de conclure de nouvelles conventions, le cas échéant, la majorité des centrales d'OPG aux États-Unis tirent à l'heure actuelle des revenus des marchés de gros au comptant de l'électricité. Bien que les revenus des centrales qui fournissent de l'énergie et de la capacité sur les marchés de gros de l'électricité américains ne représentent qu'une petite partie 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, de placements privés et autres ententes de financement de projet.

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

### Notes de crédit

Il est essentiel pour OPG de maintenir une note de crédit de première qualité pour avoir accès à du financement à coût abordable. Au 31 décembre 2022, les notes de crédit de la Société étaient comme suit :

Type de note	DBRS Limited (DBRS) <sup>1</sup>	S&P Global Ratings (S&P) <sup>2</sup>	Moody's Investors Service (Moody's) <sup>3</sup>
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)	NN <sup>4</sup>
Programme de papier commercial – États-Unis	NN <sup>4</sup>	A-2	P-2

<sup>1</sup> En avril 2022, 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.

<sup>2</sup> En août 2022, S&P a confirmé les notes de crédit d'OPG, y compris à BBB+ la note de crédit de l'émetteur avec perspective stable, à BBB+ la note de crédit de la dette de premier rang non garantie et à A-1 (bas) la note de crédit du papier commercial – Canada.

<sup>3</sup> En avril 2022, Moody's a confirmé à A3 les notes de crédit de l'émetteur d'OPG avec perspectives stables, à A3 la note de crédit de la dette de premier rang non garantie et à P-2 la note de crédit du papier commercial – États-Unis.

<sup>4</sup> Non noté.

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

### Croissance et transformation

En tirant parti des possibilités commerciales, OPG cherche à devenir un chef de file de la transition vers une économie sobre en carbone en Amérique du Nord, tout en maintenant et en accroissant la taille de la Société et en lui permettant de rester à la tête du secteur de l'énergie. Cette stratégie prend en compte la situation financière de la Société, les changements futurs dans les actifs de production et l'évolution de l'environnement externe où elle mène ses activités. 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 l'application de considérations stratégiques, notamment l'évaluation des possibilités de partenariat avec d'autres entités commerciales, dans les cas où elles cadrent avec les objectifs d'entreprise 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, et la recherche continue de nouveaux projets potentiels et d'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, directement ou par l'entremise de ses filiales ou de partenariats, en investissant dans des technologies novatrices et de nouvelles activités dans le secteur de l'électricité, notamment l'innovation nucléaire, l'électrification des transports, la production d'hydrogène propre, le stockage d'énergie à batteries, le stockage hydroélectrique pompé, les ressources énergétiques distribuées et d'autres possibilités.

### *Petits réacteurs nucléaires modulaires*

En mars 2022, les provinces d'Ontario, de la Saskatchewan, du Nouveau-Brunswick et d'Alberta ont publié un plan stratégique pour le déploiement des petits réacteurs modulaires (PRM), qui constituait le dernier produit livrable prévu dans le cadre du protocole d'entente interprovincial à l'appui du développement des PRM. Le plan stratégique décrit comment les PRM peuvent constituer une source d'énergie sûre et propre, fiable au profit de l'économie et de la société, tout en créant de nouvelles occasions d'exporter les connaissances et le savoir-faire du Canada dans le monde entier. Le plan propose un projet de développement et de déploiement des PRM en trois volets qui prévoit l'achèvement des projets et la mise en service d'unités d'ici à compter de la fin des années 2020, jusqu'au milieu des années 2030 dans chacune des provinces d'Ontario, de la Saskatchewan et du Nouveau-Brunswick, y compris le NPND d'OPG. Le plan fait suite au rapport de faisabilité sur les PRM produit en avril 2021 par OPG, Bruce Power, la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick et Saskatchewan Power Corporation (respectivement, « NB Power » et « SaskPower »), lequel fournissait une évaluation de la faisabilité du développement et du déploiement des PRM et contenait l'analyse de rentabilité pour la mise en œuvre des PRM.

En avril 2022, OPG a annoncé une nouvelle entente de collaboration nucléaire avec la Tennessee Valley Authority (TVA), une société de services publics d'électricité basée aux États-Unis, pour établir une relation mutuellement avantageuse qui met l'accent sur l'utilisation du PRM BWRX-300 pour la production à long terme d'énergie propre aux États-Unis et au Canada.

En avril 2022, OPG et Bruce Power ont annoncé la conclusion d'une entente en vertu de laquelle les deux sociétés travailleront ensemble pour soutenir la mise en place de nouvelles technologies nucléaires en Ontario, en s'appuyant sur le succès de leur projet de réfection conjoint et en aidant le Canada à atteindre ses objectifs de carboneutralité et de lutte contre les changements climatiques. L'entente de collaboration permettra à OPG et à Bruce Power de poursuivre des projets novateurs entrepris pour la promotion des technologies nucléaires au Canada. OPG et Bruce Power élaboreront ensemble des stratégies réglementaires et d'autres outils relatifs à un nouveau portefeuille de technologies nucléaires.

En octobre 2022, OPG a conclu un protocole d'entente avec le groupe ČEZ (ČEZ), une société d'énergie basée en République tchèque, pour faire progresser le développement de la technologie nucléaire, y compris les PRM, dans leurs territoires respectifs. En vertu du protocole d'entente, OPG et ČEZ se transmettront des informations liées à la sélection de solutions technologiques, à l'attribution de permis et de mandats réglementaires, ainsi que les meilleures pratiques pour le développement de nouveaux projets nucléaires. Cette compréhension a pour but d'aider à réduire les risques financiers, techniques et les risques liés au calendrier pour les deux parties dans leurs projets futurs respectifs.

En janvier 2023, OPG et NB Power ont prolongé leur entente de collaboration afin de soutenir l'avancement du développement des PRM pancanadiens, notamment le développement de technologies et les synergies de la chaîne d'approvisionnement.

En février 2023, OPG et SaskPower ont modifié et étendu leur engagement en vue de collaborer à l'avancement et au développement des technologies des PRM et d'autres nouveaux développements nucléaires en Saskatchewan. L'entente modifiée et mise à jour fait suite à l'annonce du choix par SaskPower du BWRX-300 de GE-Hitachi comme la technologie des PRM pour un déploiement potentiel en Saskatchewan au milieu des années 2030.

En 2022, Laurentis Energy Partners (LEP), filiale en propriété exclusive d'OPG, a annoncé son travail en collaboration avec Fermi Energia, une société d'énergie basée en Estonie, et Synthos Green Energy S.A., une société d'énergie basée en Pologne afin de soutenir le développement et le déploiement des PRM en Estonie et en Pologne, en offrant des services tout au long du cycle de développement.

Par l'entremise de Global First Power Limited Partnership (GFP), OPG continue d'évaluer les possibilités de déploiement de la technologie des PRM. La coentreprise GFP a été formée par Global First Power Limited, Ultra Safe Nuclear Corporation (USNC) et OPG avec l'objectif de faire progresser le développement d'un prototype de réacteur micromodulaire (MMR<sup>MC</sup>) proposé pour le site des Laboratoires Nucléaires Canadiens de Chalk River au nord-ouest d'Ottawa, en Ontario. L'énoncé des incidences environnementales (EIE) du projet est en cours de préparation et devrait être soumis à la CCSN en 2023. GFP prévoit soumettre une demande de permis de préparation d'emplacement à la CCSN après la soumission de l'EIE et continue de travailler avec la CCSN pour faire progresser la conception et l'évaluation de la sûreté de la conception du réacteur micromodulaire MMR<sup>MC</sup> de USNC. En 2022, GFP a signé un protocole d'entente avec l'Université McMaster et la CCSN pour examiner la faisabilité du déploiement d'un MMR<sup>MC</sup> à l'Université McMaster ou sur un site affilié.

### *Électrification des transports*

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

En février 2023, PowerON a annoncé un investissement stratégique dans BluWave-ai, qui fournit une plateforme d'intelligence artificielle permettant d'optimiser le fonctionnement de réseaux intelligents, de microréseaux et d'installations de bornes de recharge de véhicules électriques. La participation minoritaire de PowerON renforce la relation entre les entreprises et s'ajoute à la capacité de PowerON à fournir des services de planification, de conception, d'installation, d'exploitation et de gestion de l'énergie pour l'électrification des véhicules.

### *Ivy Charging Network*

Ivy Charging Network (Ivy), une coentreprise constituée par OPG et une filiale de Hydro One, continue de détenir et d'exploiter des bornes de recharge rapide de véhicules électriques en Ontario. À la fin de 2022, Ivy Park & Charge, le réseau de bornes de recharge de niveau 2 basé en fonction de la destination pour conducteurs de véhicules électriques, lancé grâce à des partenariats avec des municipalités et des entreprises, comptait 63 bornes de recharge en service dans 26 emplacements dans sept municipalités dans la province. Les bornes de recharge de niveau 2 avec deux prises peuvent recharger deux véhicules à la fois. De plus, à la fin de 2022, Ivy Charge & Go, le réseau de bornes de recharge de niveau 3, comptait 140 bornes de recharge rapide en service dans 20 emplacements ONroute Plaza le long des autoroutes 400 et 401 en Ontario. En tout, 81 bornes de recharge de niveau 2 et bornes de recharge de niveau 3 ont été installées au cours de l'exercice.

### *Crédits d'énergie propre*

En s'appuyant sur la stratégie de la Société pour permettre aux marchés où elle exerce ses activités d'être carboneutres, OPG offre aux consommateurs d'électricité des crédits d'énergie propre (CEP) volontaires provenant de ses centrales hydroélectriques et nucléaires en Ontario et, par l'entremise d'Eagle Creek, de ses centrales hydroélectriques aux États-Unis. OPG soutient les consommateurs d'électricité en leur permettant d'acheter des CEP pour prouver que leur électricité provient de sources de production propres.

En septembre 2022, OPG a annoncé un partenariat stratégique inédit au Canada avec Microsoft Canada Inc. (Microsoft), visant à lutter contre les changements climatiques et à favoriser une croissance durable en Ontario. Dans le cadre de l'entente, Microsoft achètera des CEP pour sa consommation d'électricité de centrales hydroélectriques et nucléaires d'OPG en Ontario. Les deux entreprises collaboreront également à des initiatives de durabilité, notamment

le codéveloppement d'une plateforme d'appariement horaire d'énergie renouvelable, qui se sert des possibilités d'innovation technologique et numérique de Microsoft pour accélérer le programme de PRM d'OPG. Au-delà de l'entente sur les CEP, les deux entreprises ont signé un protocole d'entente pour évaluer l'acquisition de CEP associés à l'énergie propre qui sera produite par le futur PRM sur l'emplacement du NPND.

### *Isotopes médicaux*

En février 2023, LEP a terminé l'installation et la mise en service du système de livraison cible d'isotopes à la centrale Darlington, en partenariat avec BWXT Medical, filiale détenue par BWX Technologies Inc. LEP utilisera initialement le système de livraison cible pour fournir du molybdène 99 (Mo-99) à BWXT Medical. Le Mo-99 est l'isotope parent du technétium-99 (Tc-99m), lequel est utilisé en imagerie (squelette, cerveau et organes) pour aider à diagnostiquer des maladies graves, comme la cardiopathie et le cancer. Étant le seul réacteur commercial dans le monde à produire du Mo-99, la centrale Darlington sera en mesure de répondre à une partie importante de la demande nord-américaine d'isotope Mo-99 pour l'imagerie médicale.



### **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, des pratiques d'équité, de diversité et d'inclusion et de la réconciliation avec les communautés autochtones.

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*.

### **Points de vue**

#### Rendement d'exploitation

En 2023, OPG prévoit que le bénéfice net sera en grande partie comparable à celui de 2022, reflétant l'entrée de l'unité 3 de la centrale Darlington dans la base tarifaire approuvée à l'achèvement des activités de réfection, le gain comptabilisé en 2022 sur la vente de biens immobiliers et l'impact des pressions inflationnistes sur les coûts.

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

Les CAE conclues pour les actifs non réglementés en Ontario présentés dans les secteurs Production hydroélectrique visée par contrats et autre et Atura Power devraient contribuer à la stabilité générale des bénéfices en 2023 par rapport à 2022. Les bénéfices des centrales hydroélectriques aux États-Unis présentés dans le secteur Production hydroélectrique visée par contrats et autre sont soumis aux fluctuations des débits d'eau et à l'incidence des tarifs d'électricité de gros sur les centrales non visées par des contrats.

Les résultats d'exploitation de la Société en 2023 peuvent subir l'incidence de facteurs macroéconomiques décrits plus en détail à la rubrique *Gestion des risques* sous la rubrique *Risques liés au maintien de la vigueur financière – Inflation et récession*.

### *Fonds distincts nucléaires*

Les résultats d'exploitation d'OPG peuvent être touchés par le rendement des Fonds distincts nucléaires du secteur Services nucléaires durables réglementés. Bien que les Fonds distincts nucléaires soient gérés dans le but de dégager, à long terme, des taux de rendement cibles fondés sur le taux d'actualisation spécifié dans l'Ontario Nuclear Funds Agreement (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 si les fonds distincts sont entièrement capitalisés ou sont surcapitalisés. La volatilité est atténuée par l'incidence du compte réglementaire autorisé par la CEO.

Au 31 décembre 2022, le Fonds distinct de déclassement était surcapitalisé d'environ 31 %, et le Fonds distinct pour combustible irradié, d'environ 5 %, selon l'actuel plan de référence en vertu de l'ONFA en vigueur pour les exercices 2022 à 2026 (plan de référence en vertu de l'ONFA 2022).

### Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement prévues d'OPG pour l'exercice 2023 totalisent environ 3,5 milliards de dollars, compte non tenu des activités d'acquisition. Les prévisions de 2023 en matière de dépenses d'investissement sont plus élevées que celles de 2022, principalement en raison de l'étape de la définition des activités pour le NPND, des travaux de réfection en parallèle de l'unité 3, de l'unité 1 et de l'unité 4 de la centrale Darlington, et de la progression du projet de sécurité du barrage de la centrale Smoky Falls.

### Financement et liquidités

En 2023, la Société prévoit une baisse des flux de trésorerie générés par ses activités d'exploitation par rapport à ceux de 2022, principalement du fait d'une réduction de la production d'électricité à la centrale Darlington en raison des interruptions pour la réfection en parallèle de trois unités, jusqu'à la remise en service de l'unité 3 au deuxième semestre de 2023. Les flux de trésorerie des activités d'exploitation en 2023 seront aussi touchés par le volume de production aux centrales hydroélectriques en fonction des conditions hydrologiques. Compte tenu du programme de dépenses d'investissement prévu pour l'exercice 2023, OPG prévoit que les sources de financement existantes continueront à satisfaire ses besoins de financement et à fournir les liquidités nécessaires. Pour plus de précisions sur les facilités de crédit d'OPG, se reporter à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement* sous *Activités de financement*.

## QUESTIONS ENVIRONNEMENTALES, SOCIALES, DE GOUVERNANCE ET DE DÉVELOPPEMENT DURABLE

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

### Santé et sécurité

La santé et la sécurité au travail et la sécurité publique sont des valeurs de base fondamentales pour 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 santé et la sécurité sont de grandes priorités 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 santé et sécurité au travail et de sécurité publique reflété dans la culture de santé et sécurité de la Société, dans la politique sur la santé et la sécurité des employés et dans la politique sur la sécurité des activités.

En ce qui a trait à la santé et à la sécurité au travail, OPG est résolue à atteindre une excellente performance, en misant sur l'amélioration continue et une solide culture de santé et 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 2022, 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 d'électricité au Canada. OPG utilise également le taux de fréquence des blessures graves comme principale mesure de sécurité de l'entreprise. Le taux de fréquence des blessures graves tient compte d'une sous-catégorie de blessures plus graves que la mesure de la fréquence des blessures consignées et permet à OPG de se concentrer sur les dangers aux conséquences graves dans le cadre de sa culture en matière de santé et 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	2022	2021
Fréquence des blessures consignées (blessures par 200 000 heures)	0,32	0,23
Fréquence des blessures graves (blessures graves par 200 000 heures)	0,02	0,02

En 2022, la fréquence des blessures consignées d'OPG a augmenté et le taux de fréquence des blessures graves est demeuré inchangé par rapport à celui de 2021. La Société continue de mettre en œuvre des initiatives pour cibler les tendances en matière de blessures et d'incidents fréquents dans le secteur de l'énergie en fonction de l'analyse des

événements compromettant la sécurité, l'accent étant mis sur les glissades et les trébuchements, les troubles musculosquelettiques, 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 mesures de sécurité.

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

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

OPG continue de faire la promotion d'un programme de santé et de bien-être visant à mettre en place une culture axée sur la santé qui soutient les efforts des employés et de leur famille cherchant un niveau optimal de santé et de fonctionnement, au moyen de formation sur la santé, de la promotion de la santé, de la prévention des maladies et des blessures et des interventions en cas de crise. Cela consiste notamment à fournir en priorité des ressources pour soutenir la santé mentale et un accès à une plateforme virtuelle sur la santé pour les employés et les membres de leur famille. En 2022, OPG a réalisé un examen exhaustif de son programme de services en cas d'absence pour cause personnelle et de son programme d'aide à l'intention des employés et des familles dans le but d'assurer que tous les employés qui vivent une période difficile bénéficient d'un soutien hors pair. Entre autres, les recommandations issues de l'examen comprenaient l'ajout d'un soutien spécialisé propre à la culture des employés autochtones.

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 ( $\mu\text{Sv}$ ), 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	2021		2020	
	$\mu\text{Sv}$	% de la limite légale annuelle <sup>1</sup>	$\mu\text{Sv}$	% de la limite légale annuelle <sup>1</sup>
Centrale Darlington	0,6	<0,1 %	0,4	<0,1 %
Centrale Pickering	2,0	0,2 %	1,2	0,1 %

<sup>1</sup> La limite légale annuelle correspond à 1 000  $\mu\text{Sv}$  pour chaque centrale nucléaire.

Même si les doses découlant des activités des centrales nucléaires d'OPG pour l'exercice d'exploitation 2022 ne seront pas disponibles avant le deuxième trimestre de 2023, elles ne devraient pas différer considérablement de celles observées pour 2021.

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

### Facteurs environnementaux

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

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

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

Le système de gestion environnementale est passé en revue chaque année pour s'assurer qu'il demeure approprié selon les besoins et le contexte des activités de la Société. Les objectifs en matière de performance environnementale font partie du processus de planification commerciale annuelle. Ces objectifs reposent sur la performance passée et sur des analyses comparatives externes visant à promouvoir l'amélioration continue. OPG a atteint ou dépassé les objectifs qu'elle s'était fixés pour 2022 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'air et dans l'eau. Aucun événement environnemental important n'est survenu en 2022.

En mai 2022, la CCSN a publié certains résultats de son programme de surveillance environnementale indépendante de 2021, qui prouvaient que les activités aux centrales nucléaires Darlington et Pickering n'avaient aucune incidence sur la santé et que les personnes et l'environnement à proximité de ces centrales sont protégés.

Le 1<sup>er</sup> janvier 2022, lorsque le gouvernement fédéral a suspendu l'application du Système de tarification fondé sur le rendement (STFR) fédéral pour la réglementation des émissions de GES de l'Ontario, la province a adopté le Programme des normes de rendement à l'égard des émissions (Programme NRE) comme solution de rechange. En octobre 2022, le gouvernement fédéral a légiféré pour accroître de 15 \$ la tonne par année la tarification fédérale du carbone, la faisant passer de 65 \$ la tonne en 2023 à 170 \$ la tonne en 2030. En décembre 2022, l'Ontario a modifié le programme NRE et le cadre du programme de présentation des émissions de GES pour les aligner sur la tarification fédérale du carbone et a renforcé la norme de rendement à l'égard des émissions pour la production d'électricité à l'aide de combustibles fossiles, pour la faire passer de 370 tonnes d'équivalent dioxyde de carbone (tCO<sub>2</sub>e) par

gigawattheure (GWh) à 310 tCO<sub>2</sub>e par GWh à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2023. Pour OPG, les obligations de conformité à la tarification du carbone s'appliquent à la centrale Lennox et aux centrales à cycle combiné d'Atura Power. OPG a mis en œuvre des processus de recouvrement dans la mesure possible des coûts du carbone en vertu des ententes génératrices de revenus actuelles pour ces centrales. La tarification du carbone industriel et la norme de rendement à l'égard des émissions ne devraient pas avoir d'incidence financière importante sur la Société.

OPG a élaboré des plans de gestion de la conservation de la biodiversité qui répertorient les zones naturelles importantes, les objectifs de conservation, les menaces et les mesures proposées pour soutenir la biodiversité dans les sites d'exploitation de la Société et dans l'ensemble de l'Ontario. Pour maximiser les avantages et gérer les incidences, la surveillance de la biodiversité, la naturalisation du site, la création d'habitats et le contrôle des espèces envahissantes sont quelques-unes des initiatives de conservation mises de l'avant. En 2022, OPG a continué de travailler avec des partenaires communautaires et autochtones afin de soutenir la biodiversité et les écosystèmes régionaux, notamment des solutions naturelles visant à protéger et à restaurer l'habitat et à promouvoir l'éducation et la sensibilisation à la biodiversité afin d'aider au rétablissement des paysages naturels de l'Ontario. En 2022, OPG et ses partenaires des activités de conservation ont planté environ 343 000 arbres et arbustes indigènes.

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

### Changements climatiques

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

#### Stratégie sur les changements climatiques

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

#### *Plan en matière de changements climatiques*

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

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

- OPG continuera à être un leader en matière de changements climatiques en investissant dans la réduction des émissions de carbone et en mettant en œuvre des programmes de compensation en vue de devenir carboneutre d'ici 2040.

- La Société s'efforcera de devenir un chef de file de l'innovation énergétique, faisant progresser les technologies et les solutions pour permettre aux marchés où elle exerce ses activités d'être carboneutres d'ici 2050.

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

Depuis le lancement de son plan en matière de changements climatiques, OPG a réalisé des progrès dans un certain nombre de domaines afin d'assurer le développement durable, des activités résilientes et des investissements dans la production d'énergie propre. Pour ce faire, elle doit faire progresser le projet de réfection de la centrale Darlington en tant que l'un des projets d'infrastructure d'énergie propre les plus importants au Canada, continuer d'être un chef de file du développement de la technologie des PRM avec l'objectif de déployer le premier PRM commercial à l'échelle du réseau au site du NPND, et réaliser les travaux nécessaires pour optimiser la durée de vie sécuritaire et fiable de la centrale Pickering, y compris au moyen d'une analyse de faisabilité en cours pour la réfection des unités 5 à 8. OPG continue également de faire progresser la réalisation des projets visant à accroître la capacité de production de ses centrales hydroélectriques, comme le réaménagement de la centrale Calabogie et le remplacement des unités G1 et G2 de la centrale Sir Adam Beck I achevé récemment, et examine les possibilités de nouveaux aménagements hydroélectriques, y compris le stockage pompé. Par l'entremise d'Ivy et de PowerON, OPG soutient l'électrification du secteur des transports de l'Ontario en assurant l'expansion du réseau de bornes de recharge rapide pour véhicules électriques et fournit des solutions d'infrastructure d'électrification et de recharge pour les parcs des agences de transport en commun et les parcs de véhicules d'entreprise. Par ailleurs, Atura Power prépare le terrain pour la production d'hydrogène à faible teneur en carbone et la création de centres de production d'hydrogène régionaux en Ontario, et évalue les possibilités de stockage de l'énergie par batteries afin de soutenir l'intégration de sources d'énergie propre et d'optimiser l'utilisation des centrales existantes.

Le comité directeur sur le climat et le groupe de travail sur le climat d'OPG continuent de mettre en œuvre le plan en matière de changements climatiques. Ces deux équipes se composent de représentants de l'ensemble de la Société. Le comité directeur fournit des conseils stratégiques à la haute direction et au conseil d'administration d'OPG, tandis que le groupe de travail détermine et met en œuvre des mesures particulières afin de gérer les risques et les possibilités liés au climat et présente des informations sur les progrès réalisés par rapport du Plan en matière de changements climatiques.

Se reporter au site Web de la Société à l'adresse [www.opg.com](http://www.opg.com) pour consulter le Plan en matière de changements climatiques d'OPG.

#### Surveillance des risques et des possibilités liés au climat

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

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

risques liés au climat sont déterminés et gérés dans le cadre du programme GRE. Pour en apprendre davantage sur l'approche de la Société en matière de gestion des risques, se reporter à la rubrique *Gestion des risques*.

La gouvernance interne d'OPG comprend un cadre documenté de gestion des changements climatiques et une structure de présentation réservée aux fins de la surveillance par le conseil des risques et des possibilités liés au climat. Le conseil surveille les risques et les possibilités liés au climat dans le cadre de la communication de l'information semestrielle par le service de l'environnement, de la santé et de la sécurité d'OPG, avec le soutien du comité de direction sur le climat et d'autres services, au besoin.

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

#### Identification et intégration des risques liés au climat

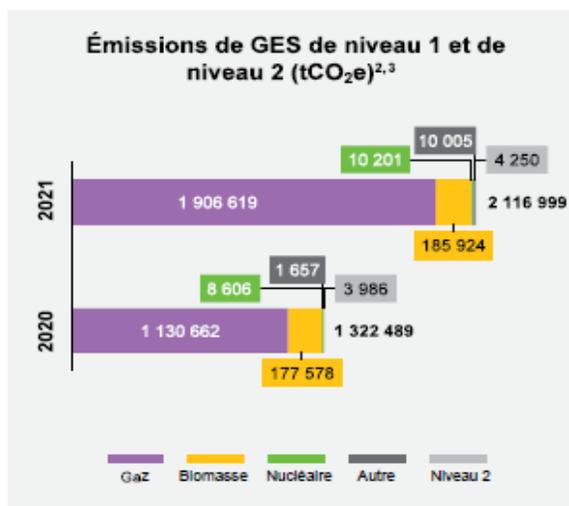
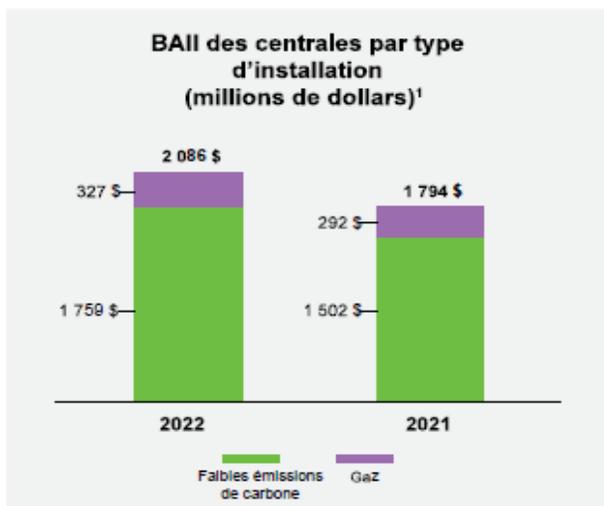
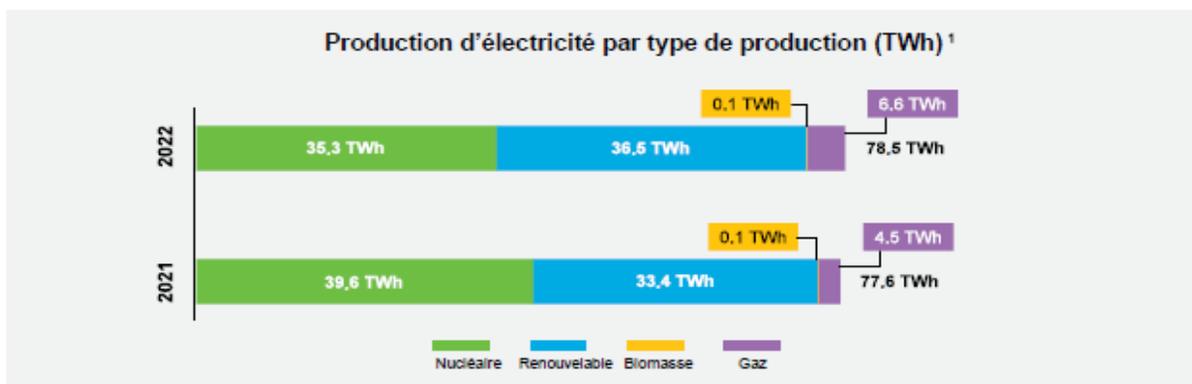
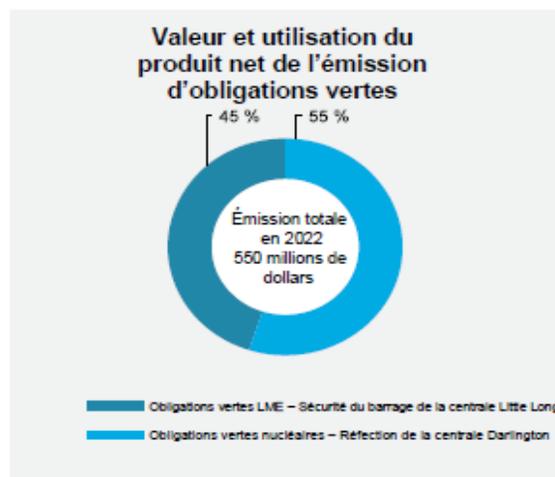
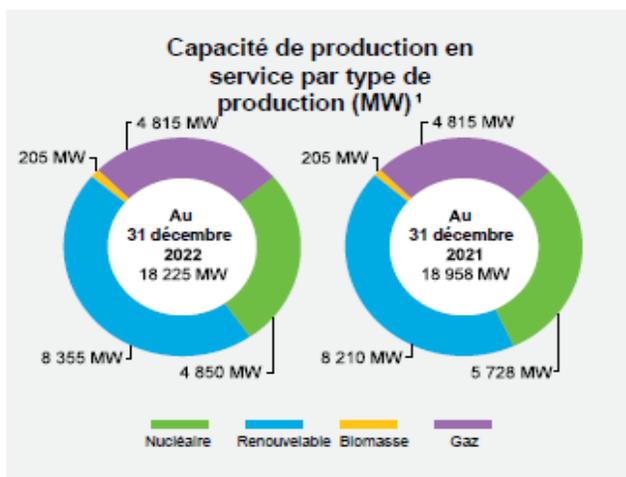
Au cours des dernières années, OPG a dû composer avec les conséquences des changements climatiques sur ses activités. Il est prévu que les risques physiques liés aux phénomènes météorologiques graves et aux paramètres climatiques changeants, notamment les tendances en matière de précipitations et leur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

OPG a élaboré une stratégie d'adaptation aux changements climatiques qui oriente les priorités en matière d'adaptation de la Société. La stratégie intègre les risques et les possibilités liés au climat dans les processus d'affaires pertinents, notamment les décisions en matière de placements et les processus de nature technique, et prévoit la mise en œuvre d'un système de soutien décisionnel normalisé afin de permettre cette intégration. La Société continue également d'évaluer les risques physiques et liés à la transition potentiels selon des échéanciers à court, moyen et long terme, et à en établir la priorité. Dans le cadre de ce processus, OPG continue d'augmenter la collecte de données et d'élaborer des modèles afin de mieux comprendre l'ampleur des conséquences potentielles des changements climatiques sur l'entreprise et de cerner des occasions d'accroître la résilience. OPG participe aussi à des recherches pratiques avec des consortiums externes et des groupes sectoriels pour faire la promotion et l'élaboration de stratégies et de cadres d'adaptation propres au secteur.

#### Mesures de performance et principales mesures liées au climat

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

## Mesures en matière de changements climatiques



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

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

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

## Mesures en matière de changements climatiques

<i>Capacité de production en service par type de production<sup>1</sup></i>	Au 31 décembre 2022, la capacité totale de production en service découlant de sources à faibles émissions de carbone a diminué par rapport à celle de 2021. La diminution est attribuable essentiellement au début des travaux de réfection de la troisième unité, l'unité 1, de la centrale Darlington, qui a été mise à l'arrêt en février 2022. Les sources à faibles émissions de carbone continuent de représenter la majeure partie de la capacité de production en service totale d'OPG.
<i>Production d'électricité par type de production<sup>2</sup></i>	Les sources d'électricité à faibles émissions de carbone (énergie nucléaire, renouvelable et alimentée à la biomasse) ont compté pour environ 92 % de la production totale d'électricité d'OPG en 2022, contre 94 % en 2021. <i>Ce pourcentage moins élevé s'explique principalement par la diminution de la production d'électricité à la centrale Darlington en raison du début des travaux de réfection à l'unité 1 et par l'accroissement de la production d'électricité du secteur Atura Power. Cet accroissement de la production d'électricité découle de la hausse de la demande d'électricité produite par les centrales à cycle combiné, reflétant les travaux de réfection en cours des centrales nucléaires en Ontario.</i>
<i>BAIL des centrales par type d'installation<sup>3</sup></i>	Le BAIL de la production à faibles émissions de carbone a augmenté en 2022 par rapport à celui de 2021 en raison surtout de la hausse des revenus imputable à l'augmentation de la production dans le secteur Production nucléaire réglementée et de la hausse du bénéfice du secteur Production hydroélectrique visée par contrats et autre. Pour en savoir plus, se reporter aux rubriques <i>Production nucléaire réglementée</i> et <i>Production hydroélectrique visée par contrats et autre</i> sous <i>Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité</i> .
<i>Valeur et utilisation du produit net des émissions d'obligations vertes</i>	En juillet 2022, OPG a publié une mise à jour du cadre de référence pour les obligations vertes et a émis les premières obligations vertes du genre, en vertu de son programme de billets à moyen terme, d'un capital de 300 millions de dollars. Le produit net tiré de l'émission a été affecté au projet de réfection de la centrale Darlington. En outre, en octobre 2022, LME, filiale à part entière d'OPG, a clôturé un placement privé d'obligations en émettant des obligations vertes de 250 millions de dollars. Le produit net tiré de l'émission a été affecté au financement du projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long. Pour plus de renseignements, se reporter à la rubrique <i>Faits nouveaux importants</i> sous <i>Vigueur financière – Obligations vertes</i> . Se reporter au site Web de la Société à l'adresse <a href="http://www.opg.com">www.opg.com</a> pour consulter le cadre de référence pour les obligations vertes d'OPG.
<i>Émissions de GES de niveau 1 – Directes et taux d'émissions atmosphériques<sup>4</sup></i>	La mesure des émissions de GES de niveau 1 détermine les émissions directes de CO <sub>2</sub> e des activités thermiques et nucléaires d'OPG en Ontario, y compris la quote-part revenant à la Société des centrales à cycle combiné détenues en copropriété avant leur acquisition et à d'autres centrales. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, 2 092 543 tCO <sub>2</sub> e (1 308 240 tCO <sub>2</sub> e en 2020) ont été émises par les activités thermiques, soit environ 99 % du total des émissions de CO <sub>2</sub> e d'OPG, les émissions restantes provenant des activités des centrales nucléaires et d'autres centrales. L'augmentation des émissions de CO <sub>2</sub> e en 2021 était principalement attribuable à la hausse de la production d'électricité des centrales à cycle combiné d'Atura Power. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, OPG a émis en moyenne 27,2 grammes de CO <sub>2</sub> e par kilowattheure (kWh) sur la base de la production totale d'électricité (16,1 grammes par kWh en 2020).
<i>Émissions indirectes de GES de niveau 2<sup>4</sup></i>	Mesure des émissions de GES de niveau 2 déterminant les émissions indirectes de CO <sub>2</sub> e découlant de l'achat de la production des fournisseurs de services publics. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, environ 4 250 tCO <sub>2</sub> e (3 986 tCO <sub>2</sub> e en 2020) ont été émises selon les achats d'énergie.

<sup>1</sup> Mesure de la capacité 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.

<sup>2</sup> Mesure de l'électricité produite provenant de diverses sources de production d'OPG et mesure de suivi des sources de production d'énergie à faibles émissions de carbone (énergie nucléaire, renouvelable et alimentée à la biomasse) par rapport à d'autres sources.

<sup>3</sup> Mesure de la partie du BAIL des centrales électriques d'OPG tiré de sources de production à faibles émissions de carbone.

<sup>4</sup> Les émissions de GES de niveau 1, le taux d'émission et les émissions de niveau 2 sont déclarés chaque année. Les données pour 2022 seront disponibles au deuxième trimestre de 2023.

## Équité, diversité et inclusion

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

Fort de l'appui de ses employés, de ses partenaires d'affaires et des collectivités où elle exerce ses activités, la Société continue d'être fidèle à sa promesse et à ses priorités, soit l'équité, la diversité et l'inclusion, comme suit :

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

L'engagement de la Société à l'égard de l'équité, la diversité et l'inclusion soutient sa stratégie sur dix ans en cette matière et est renforcé grâce au Code de conduite professionnelle de la Société.

En mars 2022, OPG a lancé une stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion sur dix ans en externe. Grâce à cette stratégie, qui lui sert de feuille de route pour atteindre l'excellence en matière d'équité, de diversité et d'inclusion, la Société intègre davantage les principes d'équité, de diversité et d'inclusion et en évalue les résultats dans le cadre de processus organisationnels et décisionnels. En mai 2022, un nouveau conseil a été constitué pour veiller à la mise en œuvre de la stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion et pour surveiller la mise en œuvre et l'évaluation de la stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion, y compris les progrès réalisés par la Société au chapitre de son objectif de devenir un chef de file mondial des meilleures pratiques en matière d'équité, de diversité et d'inclusion d'ici 2030. Se reporter au site Web de la Société à l'adresse [www.opg.com](http://www.opg.com) pour plus de détails sur la stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion d'OPG.

En mars 2023, OPG figurait au palmarès des meilleurs employeurs du Canada sur le plan de la diversité de 2023, qui reconnaît les employeurs de partout au pays qui se sont dotés de programmes exceptionnels en matière de diversité et d'inclusion au travail. Ce prix marque l'atteinte de l'objectif à court terme de la stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion d'OPG et reflète le travail accompli par l'entreprise pour établir une base solide pour l'excellence dans les pratiques d'équité, de diversité et d'inclusion à long terme.

En interne, OPG continue de faire la promotion de l'équité, de la diversité et de l'inclusion à l'échelle de l'entreprise et de ses sites, notamment par la mise en place de programmes exhaustifs, de comités de l'équité, de la diversité et de l'inclusion au niveau local ainsi que de groupes de ressources pour les employés au niveau provincial. Ces structures servent d'appui aux politiques, aux programmes et aux initiatives en matière d'équité, de diversité et d'inclusion et favorisent l'engagement et la rétroaction des employés, y compris les occasions de réseautage, les espaces de discussion entre pairs et la sensibilisation aux questions relatives à l'équité, à la diversité et à l'inclusion. En mars 2022, des employés ont constitué un premier groupe-ressource d'employés pour les femmes et, en mai 2022, OPG a organisé le plus important Forum sur le leadership des femmes à ce jour.

Le niveau élevé de participation des employés à la campagne de recensement et d'information sur l'équité remaniée en 2021 a entraîné une augmentation correspondante du volume des données démographiques divulguées par les employés. En juin 2022, OPG a réalisé un nouveau projet pilote visant la mise en place d'un tableau de bord sur l'équité en matière d'emploi qui regroupe les données démographiques afin d'analyser la performance de la Société sur le plan de l'équité en matière d'emploi. OPG continue également d'étendre la formation et les ressources éducatives relatives à l'équité, à la diversité et à l'inclusion offertes aux employés, y compris grâce au lancement d'une formation et de ressources sur la lutte contre le racisme et une librairie en ligne améliorée de formations autoguidées sur des sujets liés à l'équité, à la diversité et à l'inclusion pour perfectionner davantage les compétences dans ces domaines.

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 utilise les mesures fournies par Emploi et développement social Canada pour évaluer les progrès et repérer les écarts 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 des quatre groupes désignés au sein de l'effectif d'OPG au 31 décembre s'établissait comme suit par rapport à la disponibilité sur le marché du travail :

Groupe désigné <sup>1</sup>	Disponibilité sur le marché du travail <sup>2</sup>	
	2022	2021
Femmes	26,4 %	23,5 %
Autochtones	2,3 %	2,2 %
Personnes racialisées	23,7 %	18,2 %
Personnes handicapées	8,5 %	7,0 %

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

<sup>2</sup> Les données sur la disponibilité sur le marché du travail présentées portent sur 2021, car les données sur la disponibilité sur le marché du travail de 2022 n'ont pas encore été publiées.

Le nouveau tableau de bord sur l'équité en matière d'emploi est utilisé à l'appui des programmes en matière d'équité, de diversité et d'inclusion et des efforts visant à combler les écarts entre la composition de l'effectif d'OPG et les collectivités dans lesquelles elle mène ses activités, permettant ainsi à la Société de repérer et d'éliminer les obstacles systémiques à l'avancement, au maintien en poste et à la réussite des groupes qui ont toujours été défavorisés dans le cadre de ses initiatives visant à atteindre une équité en matière d'emploi durable. Ces efforts sont renforcés par un accent continu mis sur l'intégration des principes d'équité, de diversité et d'inclusion dans les processus de planification de la relève et de recrutement.

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

OPG applique les principes d'équité, de diversité et d'inclusion dans la planification de la relève et contrôle les mesures liées à la planification de la relève en vue d'assurer que le bassin de candidats à des postes de la direction est diversifié. La représentation des groupes désignés au sein du conseil et de la haute direction s'établissait comme suit au 31 décembre 2022 :

	Femmes		Hommes		Total
Administrateurs indépendants	6	60,0 %	4	40,0 %	10
Représentation diversifiée d'administrateurs indépendants <sup>1</sup>					>60 %
Dirigeants <sup>2</sup>	6	50,0 %	6	50,0 %	12
Équipe de leadership de l'entreprise <sup>3</sup>	6	54,5 %	5	45,5 %	11
Équipe de la haute direction <sup>4</sup>	12	31,6 %	26	68,4 %	38

<sup>1</sup> Selon la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, les administrateurs indépendants d'OPG comptent trois personnes s'identifiant à plus d'un des quatre groupes désignés.

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

<sup>3</sup> 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.

<sup>4</sup> 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 en Ontario. La politique sur les relations avec les Autochtones d'OPG et le plan d'action pour la réconciliation formalisent l'engagement de la Société à travailler avec les collectivités autochtones, à favoriser des relations positives et mutuellement avantageuses qui généreront des avantages sociaux et économiques grâce aux partenariats et à la collaboration. OPG cherche à établir des relations qui soient fondées sur le respect, la transparence et la responsabilité conjointe. L'engagement d'OPG dans le domaine des relations avec les Autochtones comprend, le cas échéant, l'établissement de partenariats de développement liés à la production d'énergie reposant sur des ententes commerciales à long terme et d'autres projets conjoints à proximité des opérations actuelles et futures de la Société. OPG a reçu la certification de niveau OR du programme Relations autochtones progressistes mis sur pied par le Conseil canadien pour l'entreprise autochtone, qui confirme qu'OPG s'est dotée des meilleures pratiques nationales et a fait preuve de son engagement en matière de relations avec les Autochtones.

La Société a travaillé en partenariat avec des collectivités autochtones à la construction de la centrale hydroélectrique Peter Sutherland Sr., de la centrale hydroélectrique Lower Mattagami, de la centrale hydroélectrique Lac Seul et 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	2022	2021
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) <sup>1</sup>	325	312

<sup>1</sup> Représentent 100 % des revenus provenant des centrales en partenariat avec les collectivités autochtones.

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

Au premier trimestre de 2022, OPG a organisé des visites de la centrale Darlington pour les dirigeants de la Première Nation de Curve Lake, ainsi que pour une délégation du conseil consultatif autochtone dans le cadre du Plan d'action canadien des PRM. Le conseil consultatif autochtone, groupe consultatif dirigé par des Autochtones, a été créé en vue d'apporter une perspective autochtone coordonnée à l'échelle nationale aux politiques, aux programmes et aux décisions relatifs aux PRM à mesure que le Plan d'action des PRM du Canada se développe. Ces visites éducatives, qui visent également à renforcer la confiance et les relations, sont l'un des éléments clés du plan d'action de réconciliation d'OPG.

En novembre 2022, OPG a publié un premier rapport annuel sur les progrès réalisés par le plan d'action de réconciliation. Le rapport porte sur les progrès réalisés par la Société vers l'atteinte des objectifs du plan d'action de réconciliation de 2022, y compris un engagement à générer des avantages économiques de plus de 75 millions de dollars à l'intention des collectivités et des entreprises autochtones, à engager des dépenses d'approvisionnement de 56 millions de dollars auprès des Autochtones et à générer des distributions d'environ 20 millions de dollars provenant de partenariats donnant droit à des avantages fiscaux avec des partenaires autochtones, le recrutement d'employés autochtones compétents dans le cadre du programme de possibilités des Autochtones d'OPG et la mise en place d'un centre de connaissances pour la réconciliation pour favoriser l'acquisition de connaissances, la compréhension et la formation des employés d'OPG. Se reporter au site Web de la Société à l'adresse [www.opg.com](http://www.opg.com) pour consulter le plan d'action de réconciliation d'OPG.

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 2022, le programme de possibilités des Autochtones dans la production nucléaire a souligné sa cinquième année d'existence. En collaboration entre OPG, l'Electrical Power Systems Construction Association (EPSCA), Kagita Mikam Aboriginal Employment and Training et les syndicats et fournisseurs qui participent au projet de réfection de la centrale Darlington, le programme embauche des participants autochtones pour pourvoir des postes d'ouvriers de la construction dans le secteur de l'énergie, tels que des menuisiers, des chaudronniers et des mécaniciens de chantier. Au 31 décembre 2022, le programme dépassait son objectif pour l'année de placer 20 personnes.

## SECTEURS D'ACTIVITÉ

---

Au 31 décembre 2022, OPG comptait les cinq secteurs d'activité isolables suivants :

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

### Production nucléaire réglementée

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

### Services nucléaires durables réglementés

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

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

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

### 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 contrats et autre

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

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

### Atura Power

Le secteur Atura Power exerce ses activités en Ontario, produisant et vendant de l'électricité à partir des centrales à cycle combiné de la Société. Toutes les centrales 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. En outre, le secteur comprend les charges d'Atura Power relatives aux activités de développement commercial, y compris à la production d'hydrogène faible en carbone.

## ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

### Production nucléaire réglementée

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
<i>Production d'électricité (TWh)</i>	<b>35,3</b>	39,6
Produits	<b>3 943</b>	3 844
Charges liées au combustible	<b>264</b>	251
Marge brute	<b>3 679</b>	3 593
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	<b>2 230</b>	2 266
Taxes foncières	<b>24</b>	27
Autres pertes	<b>-</b>	90
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement	<b>1 425</b>	1 210
Dotation aux amortissements	<b>607</b>	611
<b>Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices</b>	<b>818</b>	599

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a augmenté de 219 millions de dollars en 2022 en regard de celui de 2021. L'augmentation du bénéfice était surtout attribuable à une hausse de 519 millions de dollars des revenus découlant de l'augmentation des tarifs réglementés de base pour l'énergie nucléaire approuvée par la CEO, contrebalancée en partie par une diminution de 390 millions de dollars des revenus imputable à la baisse de 4,3 TWh de la production d'électricité du fait du début des travaux de réfection prévus de l'unité 1 de la centrale Darlington au premier trimestre de 2022. La hausse des revenus a également été contrebalancée en partie par la diminution de 47 millions de dollars des revenus autres que ceux tirés de la production d'électricité, en raison surtout de la diminution des services de détritiation et des ventes d'isotopes.

L'augmentation du BAII a également été touchée par les modalités de l'entente de règlement comptabilisées en 2021 en lien avec la réponse d'OPG à la pandémie de COVID-19, la diminution de 160 millions de dollars des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, par suite essentiellement de la hausse des charges engagées en 2021 en lien avec le calendrier d'interruptions de maintenance cycliques à la centrale Darlington, et la décision de la CEO de novembre 2021 liée au projet d'installations de stockage d'eau lourde et de manutention des fûts.

En 2021, OPG a comptabilisé un passif réglementaire découlant de l'approbation de l'entente de règlement par la CEO, en vertu de laquelle OPG a accepté de créditer les consommateurs d'un montant correspondant à l'écart entre l'incidence favorable des revenus nets tirés de la production d'électricité et les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration supplémentaires de la Société liées aux activités réglementées découlant de la réponse à la pandémie de COVID-19 entre 2020 et 2021. L'incidence nette sur le secteur Production nucléaire réglementée correspondait à une réduction de 58 millions de dollars du BAII au troisième trimestre 2021, dont une réduction de 192 millions de dollars des revenus, une réduction de 11 millions de dollars des charges liées au combustible et une réduction nette de 124 millions de dollars des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.

Dans sa décision rendue en novembre 2021, la CEO rejetait certains coûts liés aux installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts et reportait la date de prise d'effet des coûts approuvés aux fins d'inclusion dans la base tarifaire, ce qui a entraîné une réduction de 111 millions de dollars du BAII en 2021. La réduction du bénéfice s'est traduite par une augmentation de 90 millions de dollars des autres pertes et une hausse de 21 millions de dollars de l'amortissement comptabilisées au quatrième trimestre de 2021.

L'augmentation du BAII a été partiellement contrebalancée par une hausse de 233 millions de dollars de la dotation aux amortissements, à l'exclusion de la charge d'amortissement liée au recouvrement des soldes des comptes réglementaires. La dotation aux amortissements a augmenté en 2022 par rapport à celle de 2021, principalement en raison des montants comptabilisés en 2021 à titre de montants recouvrables auprès de clients dans des comptes réglementaires du fait de l'écart entre les hypothèses comptables sur les fins de vie de la centrale Pickering et les hypothèses sur le tarif de base réglementé des centrales nucléaires pour 2021. La hausse de la dotation aux amortissements a également reflété la hausse de la charge d'amortissement comptabilisée en raison de la mise en service des immobilisations, laquelle a été contrebalancée en grande partie par une baisse de la dotation aux amortissements liée aux soldes des comptes réglementaires, qui a été à son tour annulée essentiellement par une diminution des revenus découlant de la diminution des avenants tarifaires liés au recouvrement de ces soldes.

Voici le nombre de jours d'interruption planifiée et non planifiée aux centrales nucléaires Darlington et Pickering :

	2022	2021
Jours d'interruption planifiée		
Centrale Darlington <sup>1</sup>	46,1	156,9
Centrale Pickering	404,3	374,4
Jours d'interruption non planifiée		
Centrale Darlington <sup>1</sup>	59,5	46,0
Centrale Pickering	50,3	130,1

<sup>1</sup> 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 3 et l'unité 1 de la centrale Darlington ont été exclues de cette mesure depuis le commencement de leur réfection respectivement le 3 septembre 2020 et le 15 février 2022.

Le nombre moins élevé de jours d'interruption planifiée à la centrale Darlington en 2022 par rapport à celui de 2021 s'explique surtout par le calendrier d'interruptions de maintenance cycliques de la centrale.

Le nombre plus élevé de jours d'interruption planifiée à la centrale Pickering en 2022 par rapport à celui de 2021 s'explique surtout par l'arrêt du bâtiment sous vide à l'échelle de la centrale au quatrième trimestre de 2022 et le calendrier d'interruptions de maintenance cycliques de la centrale. L'augmentation a été en partie contrebalancée par le nombre de jours d'interruption planifiée associé aux autres travaux prévus de maintenance et de réparation effectués à la centrale, qui a été plus élevé en 2021.

Le nombre plus élevé de jours d'interruption non planifiée à la centrale Darlington en 2022 par rapport à celui de 2021 s'explique essentiellement par la nécessité d'effectuer des activités non routinières de maintenance du transformateur et de l'instrumentation.

Le nombre moins élevé de jours d'interruption non planifiée à la centrale Pickering en 2022 par rapport à celui de 2021 s'explique essentiellement par les activités de maintenance des procédés de manipulation du combustible et d'autres travaux de maintenance et de réparation effectués en 2021.

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

	2022	2021
Facteur de capacité des unités de production (%) <sup>1, 2</sup>		
Centrale Darlington	87,0	82,7
Centrale Pickering	80,0	78,9

<sup>1</sup> 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 3 et l'unité 1 de la centrale Darlington ont été exclues de cette mesure depuis le commencement de leur réfection respectivement le 3 septembre 2020 et le 15 février 2022.

<sup>2</sup> Le facteur de capacité des unités de production nucléaire est défini à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR*.

Le facteur de capacité des unités de production de la centrale Darlington a augmenté en 2022 par rapport à celui de 2021, compte tenu surtout du nombre moins élevé de jours d'interruption planifiée, en partie contrebalancé par le nombre plus élevé de jours d'interruption non planifiée. Le facteur de capacité des unités de production de la centrale Pickering a augmenté en 2022 par rapport à celui de 2021, compte tenu surtout du nombre moins élevé de jours d'interruption non planifiée, en partie contrebalancé par le nombre plus élevé de jours d'interruption planifiée.

### Services nucléaires durables réglementés

(en millions de dollars)	2022	2021
Produits	210	192
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	210	192
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires	1 124	1 077
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(1 031)	(967)
Perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices	(93)	(110)

La perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a diminué de 17 millions de dollars en 2022 en regard de celle de 2021. La diminution s'explique principalement par la hausse du rendement des Fonds distincts nucléaires, contrebalancée en partie par une hausse de la charge au titre de la désactualisation sur les passifs nucléaires.

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. Étant donné que le Fonds distinct de déclassement et le Fonds pour combustible irradié étaient surcapitalisés en 2022 et en 2021, 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. En outre, un ajustement de la valeur des Fonds distincts nucléaires a été comptabilisé au bilan consolidé au premier trimestre de 2022 au titre du passif de capitalisation sous-jacent reflété dans le plan de référence de 2022 en vertu de l'ONFA qui a contribué à la hausse du rendement pour 2022. Le plan de référence de 2022 en vertu de l'ONFA a été approuvé par la Province en mars 2022, avec comme date d'entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2022.

Lorsque les deux fonds sont surcapitalisés, OPG limite le montant des actifs des Fonds distincts nucléaires qui est comptabilisé au bilan consolidé à la valeur actuelle du passif de capitalisation sous-jacent selon le plan de référence en vigueur en vertu de l'ONFA. Pour en savoir plus sur la comptabilisation des 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>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
<i>Production d'électricité (TWh)</i>	<b>31,1</b>	29,0
Revenus <sup>1</sup>	<b>1 538</b>	1 576
Charges liées au combustible	<b>318</b>	337
Marge brute	<b>1 220</b>	1 239
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	<b>360</b>	336
Impôts fonciers	<b>1</b>	1
Autres pertes	<b>5</b>	4
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement	<b>854</b>	898
Dotation aux amortissements	<b>174</b>	200
<b>Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices</b>	<b>680</b>	698

<sup>1</sup> Pour 2022 et 2021, 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 14 millions de dollars et 17 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 diminué de 18 millions de dollars en 2022 en regard de celui de 2021. La diminution du bénéfice s'explique principalement par l'augmentation des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, attribuable en partie à l'intensification des activités d'inspection et de maintenance aux centrales hydroélectriques dans les régions de Niagara et Est, et par une hausse de 11 millions de dollars du BAII comptabilisée au troisième trimestre de 2021 en lien avec les modalités de l'entente de règlement liée à la réponse d'OPG à la pandémie de COVID-19. La diminution du bénéfice a été contrebalancée en partie par l'incidence de la hausse des prix de marché sur les revenus de gestion de la congestion.

La diminution de la charge d'amortissement en 2022 par rapport à celle de 2021 découle surtout de la baisse de la dotation aux amortissements liée aux soldes des comptes réglementaires, laquelle a été annulée essentiellement par une diminution des revenus découlant du nombre moins élevé des avenants tarifaires liés au recouvrement de ces soldes.

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

	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Disponibilité hydroélectrique (%) <sup>1</sup>	<b>86,9</b>	88,4

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

La disponibilité hydroélectrique a diminué en 2022 par rapport à celle de 2021, en raison surtout du nombre plus élevé de jours d'interruption non planifiée aux centrales hydroélectriques réglementées dans les régions de Niagara et du sud-est de l'Ontario.

## Production hydroélectrique visée par contrats et autre

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
<i>Production d'électricité (TWh)</i>	<b>5,5</b>	4,5
Produits	<b>806</b>	693
Charges liées au combustible	<b>62</b>	52
Marge brute	<b>744</b>	641
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	<b>251</b>	239
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	<b>8</b>	7
Taxes foncières	<b>19</b>	16
Autres pertes	<b>22</b>	10
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement	<b>444</b>	369
Dotations aux amortissements	<b>158</b>	147
<b>Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices</b>	<b>286</b>	222

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a augmenté de 64 millions de dollars en 2022 en regard de celui de 2021. L'augmentation du bénéfice découle principalement de la hausse du bénéfice des activités aux États-Unis, reflétant l'incidence de la hausse des tarifs de l'électricité des marchés de gros et de celle du bénéfice des centrales thermiques en Ontario. L'augmentation des autres pertes en 2022 par rapport à celles de 2021 découle en grande partie de la mise hors service de certaines immobilisations aux centrales hydroélectriques Lower Mattagami.

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

	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Disponibilité hydroélectrique (%) <sup>1, 2</sup>	<b>88,3</b>	87,6
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques (%) <sup>2</sup>	<b>1,6</b>	1,4

<sup>1</sup> La disponibilité hydroélectrique prend en compte les centrales hydroélectriques en Ontario et aux États-Unis.

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

La disponibilité hydroélectrique a augmenté en 2022 par rapport à celle de 2021, en raison surtout du nombre moins élevé de jours d'interruption planifiée et non planifiée aux centrales hydroélectriques Lower Mattagami.

Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques a augmenté en 2022 en regard de celui de 2021, du fait principalement du nombre plus élevé de jours d'interruption non planifiée à la centrale Lennox.

## Atura Power

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
<i>Production d'électricité (TWh)</i>	<b>6,6</b>	4,5
Produits	<b>950</b>	689
Charges liées au combustible	<b>461</b>	234
Marge brute	<b>489</b>	455
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	<b>69</b>	63
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	<b>2</b>	2
Taxes foncières	<b>3</b>	2
Autres (gains) pertes	<b>(2)</b>	1
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement	<b>417</b>	387
Dotations aux amortissements	<b>115</b>	112
<b>Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices</b>	<b>302</b>	275

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a augmenté de 27 millions de dollars en 2022 en regard de celui de 2021. L'augmentation du bénéfice est essentiellement attribuable à une hausse de la marge brute découlant de l'augmentation de demande d'électricité provenant des centrales à cycle combiné.

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

	<b>2022</b>	<b>2021</b>
<b>Disponibilité thermique (%)<sup>1</sup></b>	<b>90,4</b>	93,3

<sup>1</sup> La disponibilité thermique est définie à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR*. La mesure reflète la disponibilité des centrales à cycle combiné à la fin de la période, calculée sur une moyenne de trois exercices consécutifs.

La disponibilité thermique était en baisse au 31 décembre 2022 par rapport à celle de la période correspondante de 2021, compte tenu surtout des jours d'interruption planifiée à la centrale Napanee et à la centrale Portlands Energy Centre.

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

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

Les variations de la trésorerie et des équivalents de trésorerie pour 2022 et 2021 ont été comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions au début de l'exercice	<b>698</b>	725
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	<b>2 997</b>	2 440
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	<b>(2 426)</b>	(1 917)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	<b>322</b>	(546)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et la trésorerie soumise à restrictions	<b>4</b>	(4)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restrictions	<b>897</b>	(27)
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de l'exercice	<b>1 595</b>	698

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 liés aux activités d'investissement ont augmenté de 509 millions de dollars en 2022 en comparaison de ceux de 2021, en raison principalement de la hausse des dépenses d'investissement dans le secteur Production nucléaire réglementée et du produit reçu en 2021 dans le cadre du règlement, aux termes de certaines modalités postérieures à la date de clôture, de l'acquisition d'un portefeuille de centrales à cycle combiné, exploité à l'heure actuelle par Atura Power. L'augmentation a été contrebalancée en partie par le produit net de la vente des immeubles situés au 800, Kipling Avenue à Toronto, en Ontario en octobre 2022.

### Activités de financement

Au 31 décembre 2022, l'encours de la dette à long terme s'établissait à 10 152 millions de dollars, y compris une tranche de 43 millions de dollars échéant à moins d'un an. L'encours de la dette à court terme au 31 décembre 2022 s'établissait à 65 millions de dollars.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont augmenté de 868 millions de dollars en 2022 comparativement à ceux de 2021. L'augmentation est principalement attribuable à la hausse du remboursement de dette à long terme en 2021.

Les facilités de crédit confirmées et les dates d'échéance s'établissaient comme suit au 31 décembre 2022 :

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>Montant</b>
<b>Facilités bancaires :</b>	
Siège social <sup>1,2</sup>	<b>1 892</b>
Siège social <sup>1</sup>	\$ US <b>750</b>
Lower Mattagami Energy Limited Partnership <sup>3</sup>	<b>400</b>
OPG Eagle Creek Holdings LLC et ses filiales	\$ US <b>25</b>
<b>Facilité conclue avec la SFIEO<sup>2</sup></b>	<b>750</b>

<sup>1</sup> Certaines facilités de crédit du siège social comportent une caractéristique liée au développement durable qui permet une réduction des prix si la Société respecte certaines cibles en matière de développement durable.

<sup>2</sup> Représente les montants disponibles en vertu de la facilité, déduction faite des émissions de dette.

<sup>3</sup> Une lettre de crédit de 60 millions de dollars était en cours au 31 décembre 2022 en vertu de cette facilité.

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

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>Aux 31 décembre</b>	
	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Lower Mattagami Energy Limited Partnership	<b>65</b>	125
Papier commercial de la Société	-	57
<b>Total de la dette à court terme</b>	<b>65</b>	<b>182</b>
Lettres de crédit	<b>439</b>	530
Garanties	<b>35</b>	35

Au 31 décembre 2022, des lettres de crédit d'un total de 439 millions de dollars avaient été émises. Ce montant comprend une tranche de 298 millions de dollars à l'égard des régimes de retraite complémentaires, une tranche de 15 millions de dollars à l'égard de Eagle Creek et de ses filiales, une tranche de 60 millions de dollars à l'égard de Lower Mattagami Energy Partnership, une tranche de 44 millions de dollars aux fins générales du siège social, une tranche de 16 millions de dollars à l'égard de UMH Energy Partnership, une tranche de 5 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 :

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>Aux 31 décembre</b>	
	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Billets à moyen terme à payer	<b>4 650</b>	4 350
Billets à payer aux termes des facilités de crédit du siège social	<b>2 618</b>	2 690
Financement de projets	<b>2 892</b>	2 630
Autres	<b>25</b>	25
<b>Total de la dette à long terme<sup>1</sup></b>	<b>10 185</b>	<b>9 695</b>

<sup>1</sup> Compte non tenu de l'incidence de la prime associée à la juste valeur et des frais d'émission d'obligations non amortis.

De plus amples renseignements sur les activités de financement au cours de l'exercice se trouvent à la rubrique *Faits nouveaux importants* sous *Vigueur financière*.

### Capital-actions

Aux 31 décembre 2022 et 2021, 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 2022 et 2021, 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 des actions de catégorie A en circulation si le conseil d'OPG donne son approbation.

### Obligations contractuelles

Les obligations contractuelles d'OPG au 31 décembre 2022 se présentaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2023	2024	2025	2026	2027	Par la suite	Total
Ententes d'achat de combustible	156	66	65	55	43	105	490
Cotisations au régime de retraite agréé d'OPG <sup>1</sup>	194	197	-	-	-	-	391
Remboursement sur la dette à long terme	43	606	589	674	530	7 743	10 185
Intérêts sur la dette à long terme	379	367	353	336	327	4 502	6 264
Remboursement sur la dette à court terme	65	-	-	-	-	-	65
Engagements liés à la réfection de la centrale Darlington <sup>2</sup>	191	-	-	-	-	-	191
Permis d'exploitation	46	47	48	48	48	200	437
Obligations en vertu de contrats de location simple	13	12	9	8	6	14	62
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer	1 438	-	-	-	-	-	1 438
Autres	23	17	14	13	11	89	167
<b>Total</b>	<b>2 548</b>	<b>1 312</b>	<b>1 078</b>	<b>1 134</b>	<b>965</b>	<b>12 653</b>	<b>19 690</b>

<sup>1</sup> 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<sup>er</sup> janvier 2022. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être en date du 1<sup>er</sup> janvier 2025 au plus tard. Les cotisations sont tributaires de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes, l'évolution de l'environnement réglementaire des régimes de retraite et la date des évaluations actuarielles. Les obligations de capitalisation après le 1<sup>er</sup> janvier 2025 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.

<sup>2</sup> 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. Aux termes du plan de référence en vertu de l'ONFA de 2022 approuvé par la Province en mars 2022 en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2022, OPG n'est pas tenue, à l'heure actuelle, de verser des cotisations aux 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 2026. Comme cela peut être le cas en raison du caractère variable du rendement des actifs du fonds attribuable à la volatilité des marchés des capitaux et, pour la partie du Fonds distinct pour combustible irradié garantie par la Province, en raison des variations de l'IPC de l'Ontario ainsi que des modifications aux estimations de passif de capitalisation.

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 2022, OPG et ses filiales en propriété exclusive comptaient environ 9 565 employés à temps plein et temporaires (effectif permanent), surtout en Ontario. Conformément aux conventions collectives, les employés syndiqués temporaires peuvent être embauchés au lieu d'employés syndiqués à temps plein pour des postes susceptibles d'être supprimés dans l'avenir en raison de la fermeture de la centrale Pickering. La majeure partie de l'effectif permanent d'OPG en Ontario est représentée par deux syndicats :

- PWU – Ce syndicat représentait environ 5 040 employés à temps plein et temporaires, soit environ 53 % de l'effectif permanent d'OPG et de ses filiales au 31 décembre 2022. Sont membres de ce syndicat des opérateurs de centrales, des techniciens, des ouvriers qualifiés, des employés de bureau et des membres du personnel de sécurité. La convention collective de un an entre le PWU et OPG qui a pris fin le 31 mars 2022 couvrait la première année de la période de modération de trois ans correspondante en vertu de la loi 124. La convention collective ne permettait pas de revenir sur des dispositions relatives à la rémunération au moyen d'une négociation bipartite ou d'une sentence arbitrale dans l'éventualité où la loi 124 cesserait d'être en vigueur. À l'heure actuelle, une convention collective renouvelée ne serait pas assujettie aux contraintes de la loi 124.

De plus, deux conventions collectives ont été conclues entre le PWU et Atura Power et une convention collective a été conclue entre le PWU et LEP. La convention collective actuelle de deux ans couvrant les employés représentés par le PWU de la centrale Brighton Beach d'Atura Power prend fin le 16 novembre 2023. La convention collective couvrant les employés représentés par le PWU des autres centrales d'Atura Power a pris fin le 31 décembre 2022, et des négociations pour le renouvellement de la convention collective sont en cours. La convention collective conclue entre le PWU et LEP a pris fin le 28 février 2023, et des négociations pour le renouvellement de la convention collective sont en cours.

- The Society of United Professionals (Society) – Ce syndicat représente environ 3 150 employés à temps plein et temporaires d'OPG, soit environ 33 % de l'effectif permanent d'OPG et de ses filiales au 31 décembre 2022. Sont membres de ce syndicat des superviseurs, des ingénieurs, des scientifiques et d'autres professionnels. La convention collective actuelle de deux ans entre la Society et OPG prend fin le 31 décembre 2023 et couvre les deux premières années de la période de modération de trois ans en vertu de la loi 124. La convention collective a été conclue aux termes d'une sentence arbitrale rendue en décembre 2021 qui permettait de revenir sur des dispositions relatives à la rémunération dans l'éventualité où la loi 124 cesserait d'être en vigueur. Par suite d'une décision de la cour en vertu de la loi 124, la Society cherche à obtenir une augmentation de la rémunération pour la durée de la convention collective aux termes des dispositions revisitées. La question devrait faire l'objet d'une sentence arbitrale le 15 mars 2023.

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

## FAITS SAILLANTS DU BILAN

La rubrique qui suit présente d'autres faits saillants de la situation financière consolidée audité de 2022 d'OPG établis d'après les principales données du bilan aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
<b>Immobilisations corporelles – montant net</b> L'augmentation découle principalement des dépenses d'investissement au cours de l'exercice, en partie contrebalancées par la dotation aux amortissements. Pour plus de précisions sur les dépenses d'investissement, se reporter à la rubrique <i>Faits saillants sous Dépenses d'investissement</i> .	<b>31 767</b>	30 327
<b>Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets</b> <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.	<b>20 706</b>	19 876
<b>Dettes à long terme</b> <i>(tranche à court terme et tranche à long terme)</i> L'augmentation est principalement attribuable à l'émission d'obligations vertes de 300 millions de dollars en vertu du programme de billets à moyen terme et d'un placement d'obligations vertes de 250 millions de dollars par l'entremise de LME, déduction faite du remboursement de dette de 150 millions de dollars à la SFIEO.	<b>10 152</b>	9 666
<b>Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets</b> L'augmentation découle principalement de la charge de désactualisation, contrebalancée en partie par les dépenses liées aux activités d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires.	<b>24 315</b>	23 415
<b>Actifs (passifs) au titre des régimes de retraite</b> La diminution des passifs s'explique principalement par la réévaluation des passifs à la fin de 2022 pour tenir compte de la hausse des taux d'actualisation, contrebalancée en partie par l'excédent des frais d'intérêts sur le rendement réel des actifs au titre des régimes de retraite en 2022.	<b>450</b>	(2 846)
<b>Passifs au titre des avantages complémentaires de retraite</b> La diminution s'explique principalement par la réévaluation des passifs à la fin de 2022 pour tenir compte de la hausse des taux d'actualisation.	<b>2 322</b>	3 215

### 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 18 des états financiers consolidés audités de 2022 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 2022 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

En septembre 2022, OPG a obtenu la prolongation de la 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. Cette dispense remplace celle qu'OPG avait reçue de la CVMO en avril 2018. Elle prendra désormais fin à la première des éventualités suivantes :

- Le 1<sup>er</sup> janvier 2027
- L'exercice ouvert après qu'OPG cessera d'exercer des activités assujetties à une réglementation des tarifs
- L'exercice ouvert à compter de la plus tardive des dates suivantes :
  - I. 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 des tarifs réglementés (la norme obligatoire relative aux tarifs réglementés)
  - II. Deux ans après la publication par l'IASB de la version définitive d'une norme obligatoire relative aux tarifs réglementés

Le projet en cours de l'IASB pour l'établissement d'une norme propre aux entités exerçant des activités à tarifs réglementés est en cours.

### Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

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

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

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

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

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

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

Les actifs réglementaires et les passifs 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<sup>er</sup> 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. Les actifs réglementaires et les passifs réglementaires sont réduits à mesure que les soldes non amortis sous-jacents sont amortis comme composantes du coût des avantages.

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

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

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

L'entente de règlement relative à la demande tarifaire pour 2022 à 2026 d'OPG a permis de recouvrer les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dans les besoins en revenus tirés de la production nucléaire, les différences entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite calculés selon la comptabilité d'engagement et les montants prévus correspondants pris en compte dans les besoins en revenus approuvés étant comptabilisées dans le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite aux fins d'examen ultérieur et d'approbation par la CEO. L'entente de règlement prévoyait également le recouvrement du solde comptabilisé dans le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés au 31 décembre 2019, sans ajustement. Dans le cas des centrales hydroélectriques, 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 continue de servir à comptabiliser les différences entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établis selon la comptabilité d'engagement et les dépenses au comptant réelles pour ces régimes.

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

### **Durée de vie utile des actifs à long terme**

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

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

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

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

### Goodwill

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

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

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

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

#### Fonds distinct de déclassement

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

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

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

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

#### Fonds distinct pour combustible irradié

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

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

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

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

#### Garantie provinciale

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

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

En décembre 2022, la CCSN a accepté la proposition d'OPG à savoir que l'exigence de garantie financière d'OPG pour la période de 2023 à 2027 devra 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 2023 à 2027, 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. Certaines filiales de la Société offrent également un régime d'épargne à cotisations déterminées aux employés admissibles, dans le cadre duquel chaque 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 et partenaires. 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 2022, le gain actuariel net non amorti et les coûts des services passés non amortis pour les régimes de retraite à prestations déterminées et les avantages complémentaires de retraite correspondaient à un gain net de 1 134 millions de dollars (perte nette de 3 125 millions de dollars au 31 décembre 2021). Le (gain actuariel net non amorti) la perte actuarielle nette non amortie et les (crédits) coûts des prestations au titre des services passés non amortis aux 31 décembre s'établissaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	373	(410)	-	-	-	-
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette non encore amortissable en raison de l'utilisation du corridor	(588)	1 877	23	41	(222)	105
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette amortissable	(9)	1 415	-	87	(716)	-
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette non amorti	(224)	2 882	23	128	(938)	105
(Crédits) coûts des prestations non amortis au titre des services passés	(6)	-	-	-	11	10

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 plus élevé se traduit par une diminution 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 2022 était d'environ 5,3 %. Il s'agit d'une hausse par rapport au taux d'actualisation d'environ 3,2 % utilisé pour calculer les obligations au 31 décembre 2021.

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 2022, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2022. Les obligations de capitalisation annuelle selon la nouvelle évaluation actuarielle sont analysées à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement* sous *Obligations contractuelles*. Dans le cadre de l'évaluation, les hypothèses démographiques et les autres hypothèses des régimes ont été examinées, et révisées au besoin, par des actuaires indépendants. À partir des données démographiques mises à jour au 1<sup>er</sup> janvier 2022 et des hypothèses démographiques, conformément à la nouvelle évaluation actuarielle du régime de retraite agréé, OPG a également procédé, en 2022, 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 2022, reflétant les hypothèses appropriées aux fins comptables au 31 décembre 2022.

La situation du régime de retraite agréé, aux fins comptables, s'est améliorée, passant d'un déficit de 2 459 millions de dollars au 31 décembre 2021 à un excédent de 742 millions de dollars au 31 décembre 2022. Cette amélioration s'explique principalement par la réévaluation des obligations au titre des prestations à la fin de 2022 pour tenir compte de la hausse des taux d'actualisation, contrebalancée en partie par l'excédent des frais d'intérêts sur les passifs par rapport au rendement réel des actifs des régimes de retraite en 2022.

Les obligations projetées au titre des prestations d'avantages complémentaires de retraite ont diminué, passant de 3 329 millions de dollars au 31 décembre 2021 à 2 437 millions de dollars au 31 décembre 2022. Cette diminution s'explique principalement par la réévaluation des obligations au titre des prestations à la fin de 2022 pour tenir compte de la hausse des taux d'actualisation.

Un changement dans les hypothèses suivantes, toutes les autres hypothèses demeurant constantes, se traduirait par une augmentation (diminution) des coûts des régimes de retraite à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés <sup>1</sup>	Régimes de retraite complémentaires <sup>1</sup>	Avantages complémentaires de retraite <sup>1</sup>
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(39)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	39	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(60)	(1)	(2)
Diminution de 0,25 %	63	1	1
Inflation <sup>2</sup>			
Augmentation de 0,25 %	116	2	-
Diminution de 0,25 %	(109)	(1)	(2)
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	25	3	-
Diminution de 0,25 %	(26)	(2)	(2)
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	60
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(32)

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

<sup>1</sup> Sauf l'incidence des comptes réglementaires.

<sup>2</sup> Avec une variation correspondante de l'hypothèse de l'augmentation des salaires.

### Obligations liées au déclassement d'immobilisations

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

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

Les coûts de la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité sur leur cycle de vie comprennent les coûts du traitement et du stockage de ces matières pendant et après l'exploitation des centrales nucléaires ainsi que les coûts de leur gestion définitive à long terme. Les hypothèses utilisées pour établir l'obligation à l'égard de ces coûts comptabilisés dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2022 comprenaient une hypothèse de stratégie de cession conceptuelle à long terme, laquelle continuera de s'appuyer sur le processus d'OPG en cours visant à explorer des solutions alternatives pour la gestion à long terme sécuritaire des déchets de faible activité et de moyenne activité par suite de la décision prise par la Société en 2020 d'annuler la proposition de dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité à Kincardine, en Ontario. OPG continuera d'évaluer les hypothèses et les estimations sous-jacentes en fonction de l'information disponible, y compris les développements liés à l'examen en cours de la politique canadienne en matière de déchets radioactifs annoncée par le gouvernement fédéral et l'élaboration d'une stratégie intégrée pour la gestion à long terme des déchets radioactifs au Canada.

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

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

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

Diverses hypothèses importantes utilisées pour le calcul des charges à payer comportent une incertitude inhérente et nécessitent l'exercice de jugement. Les hypothèses importantes sur plusieurs facteurs techniques et opérationnels utilisés pour le calcul des charges à payer font l'objet d'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, y compris des facteurs indépendants de la volonté de la Société, qui peuvent augmenter ou diminuer de façon importante avec le temps.

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

La dernière mise à jour complète des estimations des coûts de base des passifs nucléaires a été effectuée en décembre 2021 et est incluse dans le plan de référence de 2022 en vertu de l'ONFA. Au 31 décembre 2021, la mise à

jour donnait lieu à une baisse d'environ 327 millions de dollars des passifs nucléaires et à une baisse nette correspondante des coûts de déclassement d'immobilisations capitalisés dans la valeur comptable des centrales nucléaires auxquelles les obligations se rapportent. Cet ajustement a été déterminé au moyen d'un taux d'actualisation moyen pondéré de 4,87 % pris en compte dans le passif existant et les taux de hausse des coûts utilisés pour estimer les flux de trésorerie non actualisés futurs, qui se situaient dans une fourchette de 2,0 % à 3,4 %. La variation correspondante de la charge comptabilisée dans le secteur Services nucléaires durables réglementés et le secteur Production nucléaire réglementée en 2022, en regard de celle de 2021, a été contrebalancée en grande partie par l'incidence des comptes réglementaires existants autorisés par la CEO.

Aux fins du calcul des passifs nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2022, il était établi, selon les hypothèses comptables actuelles sur les fins de vie, que le déclassement des centrales nucléaires devrait avoir lieu au cours des 75 prochaines années environ.

Au 31 décembre 2022, les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actuelle s'établissaient à 24 026 millions de dollars (23 115 millions de dollars au 31 décembre 2021). Au 31 décembre 2022, les flux de trésorerie non actualisés à l'égard des dépenses devant être engagées par OPG au titre des passifs nucléaires en dollars de 2022 se présentaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2023	2024	2025	2026	2027	Par la suite	Total
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires <sup>1</sup>	519	569	1 028	893	664	43 190	46 863

<sup>1</sup> 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 289 millions de dollars au 31 décembre 2022 (300 millions de dollars au 31 décembre 2021). 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 quelques 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 376 millions de dollars.

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

### Évaluations à la juste valeur

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

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

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

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

## GESTION DES RISQUES

---

### Aperçu

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

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

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

---

### Risques pouvant compromettre l'excellence opérationnelle

---

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

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

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

Les activités d'OPG en Ontario doivent être conformes aux normes de fiabilité qui s'appliquent aux éléments des réseaux de production-transport établis par la North American Electric Reliability Corporation et aux installations pertinentes des réseaux de production-transport établies par le

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

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

- La protection des actifs de la Société contre les cyberattaques et la protection des renseignements sensibles
- L'amélioration de la protection contre les cyberattaques et de la capacité de détection, d'intervention et de reprise des activités en vue d'atténuer l'incidence des cyberincidents 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

#### Relations de travail

Au 31 décembre 2022, environ 86 % des employés à temps plein d'OPG et de ses filiales 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. OPG dispose de plans d'urgence en cas de conflit de travail.

La convention collective entre le PWU et OPG a pris fin le 31 mars 2022. Le 3 mars 2023, les parties ont conclu une entente de principe à l'égard du renouvellement de la convention collective, qui fera l'objet d'un scrutin de ratification par les membres de PWU. De plus amples renseignements sur le processus de négociation de la convention collective du PWU figurent à la rubrique *Faits nouveaux importants* sous *Excellence opérationnelle – Convention collective avec le Power Workers' Union* et à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement* sous *Obligations contractuelles – Conventions collectives*.

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

#### Santé et sécurité

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

Fin de vie des actifs de production	<p>Des dommages importants aux composantes et aux systèmes des centrales, ou une détérioration de ceux-ci, pourraient accélérer la fin de vie des actifs de production. Le déclassement plus tôt que prévu d'une unité ou d'une centrale pourrait entraîner une diminution des revenus de production et des flux de trésorerie futurs d'OPG, et devancer les coûts liés à la fermeture et au déclassement de la centrale, et mener à des réductions de la main-d'œuvre. Les principales composantes limitant la durée de vie des centrales nucléaires d'OPG comprennent les canaux de combustible, les tubes de liaison, les générateurs de vapeur et d'autres composants du réacteur. Les risques inhérents à la poursuite des activités commerciales d'une centrale ou d'une unité en fin de vie prévue comprennent :</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• la découverte de conditions imprévues;</li><li>• des pannes de matériel;</li><li>• le taux de dégradation de composantes clés d'une centrale;</li><li>• la nécessité de modifications importantes à la centrale.</li></ul> <p>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.</p>
Condition des actifs et variabilité de la production	<p>L'incertitude associée à la production d'électricité par les centrales d'OPG découle principalement de l'état des composantes et des systèmes des centrales, qui subissent les effets du vieillissement, ainsi que de la façon d'exploiter ces unités. Pour répondre aux besoins du réseau d'électricité de façon sécuritaire, la capacité nominale d'une unité peut être réduite, ce qui donne lieu à une baisse de la production. Les principales conséquences possibles de ces risques comprennent une augmentation des exigences en matière de sécurité, une production électrique et des revenus inférieurs aux prévisions, et une hausse des coûts d'exploitation ou des coûts en capital supérieure aux prévisions. Afin d'atténuer ce risque, OPG continue :</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• d'apporter des améliorations au programme de gestion des actifs;</li><li>• de surveiller la performance et de mettre en œuvre des programmes d'inspection et de maintenance;</li><li>• de recenser les travaux qui seront nécessaires au maintien et, le cas échéant, à la mise à niveau de l'équipement des centrales;</li><li>• d'entreprendre les projets nécessaires pour mener ses activités de façon fiable et selon les paramètres de conception et d'exploitation.</li></ul> <p>Par suite des inspections à la centrale Darlington, les principaux séparateurs-déshumidificateurs de toutes les unités de la centrale devraient être remplacés. Les séparateurs-déshumidificateurs ayant subi une détérioration pourraient avoir une incidence sur les composants en aval et entraîner une interruption non planifiée. Un projet visant le remplacement des principaux séparateurs-déshumidificateurs à l'unité 3 a été lancé pendant une interruption aux fins de la réfection en 2022, ce qui facilitera l'exécution efficace des travaux. Pour de plus amples renseignements sur le projet, se reporter à la rubrique <i>Risques pouvant compromettre l'excellence des projets</i> sous <i>Remplacement des principaux séparateurs-déshumidificateurs</i> et à la rubrique <i>Activités de base et perspectives</i> sous <i>Excellence opérationnelle – Production d'électricité et fiabilité</i>.</p>
Chaîne d'approvisionnement	<p>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</p>

programmes d'investissement. OPG atténue ces risques dans la mesure du possible par la négociation de contrats et de modalités, par une surveillance et une diversification de ses fournisseurs, et par des plans de continuité des activités. OPG précise également quelles sont les composantes clés dont l'approvisionnement requiert beaucoup de temps et qu'il faut commander en temps opportun.

OPG fait face à des risques liés aux pressions inflationnistes sur les coûts et à la disponibilité des matériaux, qui touchent l'ensemble du secteur. Des risques géopolitiques pourraient également perturber les chaînes d'approvisionnement. OPG gère les pressions inflationnistes exercées sur les coûts si possible au moyen de l'achat anticipé de matériaux à longs délais, de la négociation de modalités contractuelles avec les fournisseurs aux fins des nouveaux achats et de la surveillance des fluctuations des coûts des matériaux. Les risques liés à l'inflation sont analysés plus en détail à la rubrique *Risques liés au maintien de la vigueur financière – Inflation et récession*.

Capital  
humain

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

Afin d'atténuer ce risque, OPG utilise des stratégies de planification de la main-d'œuvre et de recrutement pour s'assurer de disposer d'une main-d'œuvre diversifiée possédant les compétences nécessaires pour une exploitation sûre et efficace des centrales et une bonne exécution des grands projets et des stratégies de croissance et de transformation. Les mesures d'atténuation des risques comprennent la planification de la relève, les stratégies de recrutement et de maintien en poste d'employés de talent et les programmes de gestion du savoir requis pour s'assurer que la main-d'œuvre est hautement qualifiée. OPG prévoit continuer à répondre à ses besoins en ressources humaines en perfectionnant ses employés actuels et en embauchant du personnel dans des secteurs précis, tout en misant sur l'attrition pour réaménager du travail et simplifier des processus, au besoin. Ces stratégies tiennent compte des changements prévus dans les besoins en personnel avant et après la fin prévue de l'exploitation commerciale de la centrale Pickering, ce qui entraînerait une réduction de l'effectif de la Société. Par contre, si la décision de procéder à la réfection des unités 5 à 8 de la centrale Pickering est prise, sous réserve de la faisabilité technique et de l'obtention des approbations des organismes de réglementation, les stratégies devront être redéfinies pour les aligner sur les besoins en recrutement. OPG continue d'élaborer des stratégies, et de les évaluer, pour faire face aux incidences sur la main-d'œuvre de la fin de vie ou de la réfection potentielle de la centrale Pickering. En vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, les coûts engagés par OPG en lien avec la réduction de la main-d'œuvre à la fin de l'exploitation commerciale de la centrale Pickering seront comptabilisés dans un compte de report autorisé aux fins de recouvrement futur à même les tarifs réglementés, sous réserve de l'examen du critère de prudence par la CEO.

Des contraintes législatives liées à la rémunération continuent de présenter des défis pour la capacité d'OPG d'attirer et de maintenir en poste les gens de talent requis. Ces contraintes législatives comprennent le *Cadre de rémunération*, selon le *Règlement de l'Ontario 406/18* pris en vertu de la *Loi de 2014 sur la rémunération des cadres du secteur parapublic*, qui impose un plafond pour le salaire de base de dirigeants désignés dans le secteur parapublic de l'Ontario, en fonction de leur rôle. Des renseignements sur les faits nouveaux liés à la loi 124 et leur incidence sur les conventions collectives d'OPG figurent à la rubrique *Faits nouveaux importants* sous *Vigueur financière – Décision de la Cour supérieure de l'Ontario concernant la loi 124*, et à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement* sous *Obligations contractuelles – Conventions collectives*.

Sous-produits nucléaires	<p>Il n'existe actuellement aucune installation autorisée au Canada pour l'élimination permanente du combustible nucléaire irradié ou des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité. À défaut d'un site d'élimination permanent, ces matières sont stockées dans des emplacements temporaires. 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.</p> <p>OPG évalue les solutions de gestion sécuritaire à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité, qui devrait reposer sur l'examen en cours par le gouvernement fédéral de la Politique-cadre en matière de déchets radioactifs du Canada et sur l'élaboration par la SGDN, à la demande du gouvernement fédéral, d'une stratégie intégrée de gestion à long terme des déchets irradiés au Canada.</p> <p>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. À l'heure actuelle, la SGDN met en œuvre un processus de choix de sites pour l'élimination éventuelle permanente à long terme du combustible nucléaire irradié dans un dépôt géologique en profondeur et, en août 2022, elle a annoncé que, en raison des incidences de la pandémie de COVID-19, la mise en œuvre du processus devrait être achevée d'ici l'automne 2024 et que ce changement de calendrier ne devrait pas se répercuter sur l'échéancier global du plan de gestion adaptative progressive.</p>
Changements climatiques et phénomènes météorologiques extrêmes	<p>Au cours des dernières années, l'Ontario et d'autres régions d'Amérique du Nord où OPG mène ses activités ont observé une augmentation des événements attribuables aux changements climatiques et des phénomènes météorologiques extrêmes, comme de graves inondations durant la crue printanière et de bas niveaux des cours d'eau à la fin de l'été. Ces phénomènes peuvent avoir une incidence sur les activités d'OPG et l'état du portefeuille de centrales. Pour réduire les risques que posent les phénomènes météorologiques extrêmes, OPG suit le développement de la science du climat et des pratiques d'adaptation, et collabore avec les parties prenantes pour définir les besoins d'adaptation au moyen d'analyses et en cherchant à mieux comprendre les répercussions des changements climatiques sur les bassins hydrologiques, sur les actifs, sur les activités et sur le marché de l'électricité. OPG travaille également avec les différents gouvernements au Canada, les collectivités locales et l'industrie à des initiatives d'adaptation aux changements climatiques dans le but d'augmenter la résilience des infrastructures du secteur de l'électricité et d'autres infrastructures importantes. Les programmes de résilience visant à protéger les actifs d'OPG contre les phénomènes météorologiques extrêmes demeurent en place et sont intégrés au plan en matière de changements climatiques de la Société.</p> <p>Les risques et occasions liés à la loi sur les changements climatiques sont présentés à la rubrique <i>Risques liés au maintien de la vigueur financière – Modifications aux lois et aux règlements</i>. Pour en apprendre davantage sur les mesures prises par OPG face aux conséquences des changements climatiques, se reporter à la rubrique <i>Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable</i>.</p>

Environnement	<p>Les activités et les centrales d'OPG sont assujetties à des obligations de conformité environnementale dans les territoires où elles exercent leurs activités. Ces obligations concernent la protection des terres, de l'eau, de l'air, des organismes vivants et des systèmes naturels. Le défaut de se conformer aux lois et règlements environnementaux applicables, notamment la violation des limites réglementaires à l'égard des émissions, pourrait donner lieu à des mesures coercitives, à des mesures de remise en état ou à la restriction des activités. Des changements aux obligations de conformité peuvent donner lieu à de nouvelles exigences et à une hausse des coûts. OPG compte sur un système de gestion environnementale certifié ISO 14001 pour gérer ses responsabilités environnementales en Ontario. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique <i>Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable</i>.</p>
Pandémie de COVID-19	<p>Selon les tendances actuelles, les risques liés à la pandémie de COVID-19 sont en général moindres en raison des programmes de vaccination et des mesures de santé publique adoptées.</p> <p>Les protocoles de sécurité au travail de la Société sont alignés sur les directives de santé publique locales. À mesure que le plan de réouverture a été mis en œuvre en Ontario en 2022, OPG a commencé à adopter des mesures d'allègement des protocoles internes liés à la COVID-19. Le centre de gestion et de communication en temps de crise d'OPG a été démantelé en juin 2022, et l'équipe d'intervention en cas de maladies infectieuses, en décembre 2022. OPG continue de fournir des masques et du désinfectant aux travailleurs. La Société continue aussi de surveiller les risques de maladies infectieuses afin de s'assurer qu'elle est prête en cas d'émergence d'un nouveau risque pour la santé et la sécurité de ses travailleurs, ses activités ou ses projets, et tire des leçons de la réponse à la COVID-19.</p>
Production hydro-électrique	<p>Les centrales hydroélectriques d'OPG sont exposées aux risques associés aux conditions de débits d'eau et de production de base excédentaire en Ontario.</p> <p>La mesure dans laquelle OPG peut exploiter ses centrales hydroélectriques dépend de la disponibilité de l'eau. Les importantes variations des conditions météorologiques, y compris l'incidence des changements climatiques et les conditions extrêmes qui en découlent, peuvent avoir une incidence sur les débits d'eau. Les changements à long terme dans les tendances de précipitations, la quantité, la température de l'eau et la température de l'air ambiant peuvent avoir une incidence sur la disponibilité de l'eau et, par conséquent, sur la production d'électricité des centrales hydroélectriques d'OPG. Pour ce qui est de la production hydroélectrique réglementée d'OPG, l'incidence financière des variations de la production hydroélectrique attribuables aux écarts entre les conditions hydrologiques prévues qui sous-tendent les tarifs de base réglementés de l'hydroélectricité et les conditions hydrologiques réelles est comptabilisée dans un compte réglementaire approuvé par la CEO.</p> <p>La production de base excédentaire est toujours observée en Ontario quand l'offre d'électricité est supérieure à la demande. Pour gérer cette situation, la SIERE pourrait forcer OPG à réduire la production hydroélectrique. Un compte réglementaire autorisé par la CEO permet d'atténuer l'incidence financière de la perte de production d'électricité dans des conditions de production de base excédentaire des centrales hydroélectriques réglementées d'OPG en Ontario. En fonction de la variabilité des débits d'eau pouvant contribuer aux fluctuations à court terme de la production de base excédentaire, la Société prévoit une tendance à la baisse des conditions de production de base excédentaire en Ontario 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, de la fin des activités commerciales de la centrale Pickering et de l'augmentation continue de la demande d'électricité.</p>

Conformité réglementaire	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Les risques liés aux autres organismes de réglementation sont présentés à la rubrique <i>Risques liés au maintien de la vigueur financière – Réglementation des tarifs, Marchés de l'électricité et Modifications aux lois et aux règlements</i>.</p>
Poursuite des activités et gestion des situations d'urgence	<p>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.</p> <p>Le programme de continuité des activités d'OPG fournit un cadre qui rend les processus opérationnels essentiels résilients, afin d'assurer la continuité des fonctions essentielles de la Société. Les programmes de gestion des situations d'urgence d'OPG veillent à ce que la Société résolve les situations d'urgence efficacement en temps opportun. Le programme d'OPG et les procédures permettent de mettre en œuvre immédiatement les mesures nécessaires pour protéger la santé et la sécurité des travailleurs et du public et contenir l'incidence de l'événement sur la sécurité du site, la capacité de production et l'environnement. Les éléments du programme sont conçus pour répondre aux exigences juridiques et réglementaires ou les excéder.</p> <p>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 travailleurs, les clients et les parties prenantes d'OPG.</p>

## Risques pouvant compromettre l'excellence des projets

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

**Réfection de la centrale Darlington** OPG est potentiellement exposée à un risque financier et à un risque de réputation découlant de la possibilité que les coûts réels des travaux de réfection de la centrale Darlington dépassent le budget ou qu'OPG ne respecte pas le calendrier des travaux, le recouvrement des coûts du projet en sus du budget de 12,8 milliards de dollars étant assujéti à un examen du critère de prudence par la CEO. En outre, si les objectifs du projet n'étaient pas atteints, il pourrait en résulter des interruptions forcées futures et des interruptions planifiées plus complexes, ce qui pourrait avoir une incidence sur le rendement ou la durée de vie utile des unités après leur réfection. OPG a recours à un programme misant sur l'expérience acquise lors de la réfection de l'unité 2 de la centrale Darlington et, le cas échéant, de la réfection en cours de l'unité 3 et de l'unité 1 en vue de son application pour la réfection des unités subséquentes.

OPG a recours à des pratiques solides de gestion des risques pour gérer certains risques liés au projet de réfection de la centrale Darlington, y compris la disponibilité de gens de métier compétents et le rendement des fournisseurs. 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*.

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.

**Remplacement des principaux séparateurs-déshumidificateurs** Le remplacement des principaux séparateurs-déshumidificateurs à la centrale Darlington est une première pour OPG et comporte des risques élevés inhérents liés aux coûts et au calendrier. OPG, dans le cadre de ces travaux, s'appuie sur son expérience en matière d'exploitation dans le secteur et simule les conditions in situ au moyen de modèles pour former les fournisseurs collaborant au projet. Les leçons tirées de la réalisation des travaux relatifs aux deux premiers générateurs de vapeur pour l'unité 3 serviront à l'élaboration du budget et de l'étendue des travaux pour les deux autres générateurs de valeur pour l'unité 3 et les trois autres unités.

**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 s'est dotée d'une équipe spécialisée qui 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 en poste des ressources.

#### Petits réacteurs modulaires (PRM)

OPG accélère le déploiement des PRM à titre de source d'énergie nucléaire propre pour répondre aux besoins futurs du réseau d'électricité, y compris un projet de construction du premier PRM commercial à l'échelle du réseau au site du NPND. Le BWRX-300 de GE-Hitachi, la conception du PRM sélectionnée pour le NPND, est la dixième génération du réacteur à eau bouillante et atténue en partie les risques liés au déploiement de cette première technologie du genre. Toutefois, les plans d'OPG visant à déployer un PRM sur le site du NPND comportent des risques.

Les risques liés au déploiement du PRM comprennent les incertitudes à l'égard de l'obtention des approbations réglementaires de la nouvelle technologie nucléaire, des coûts et du calendrier, de la possibilité que les collectivités autochtones s'opposent au projet, et de l'acceptation par le public de sous-produits nucléaires additionnels. Les stratégies d'atténuation des risques comprennent la planification et la surveillance solides des projets, l'achèvement de la conception technique par GE-Hitachi sous la supervision d'OPG, la mise en œuvre d'un modèle intégré de réalisation de projets avec les partenaires GE-Hitachi, SNC-Lavalin et Aecon, et la participation significative des collectivités autochtones et des parties prenantes. Le *Règlement de l'Ontario 53/05* prescrit qu'un petit réacteur modulaire soit déployé sur le site du NPND à titre de centrale réglementée par la CEO et prévoit le recouvrement des coûts de planification, de préparation et de construction connexes, sous réserve d'un examen du critère de prudence par la CEO.

En outre, OPG et ses partenaires évaluent la possibilité de déployer les PRM Xe-100 et les réacteurs micromodulaires. OPG exerce une surveillance appropriée du risque technique et commercial pour évaluer les possibilités d'affaires à mesure qu'elles se présentent, et continuera de repérer les risques liés à la réglementation et les risques de marché et de crédit auxquels elle pourrait être exposée en raison du déploiement commercial des PRM.

---

### Risques liés au maintien de la vigueur financière

---

Les risques liés aux facteurs macroéconomiques, 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 et le renouvellement des contrats d'approvisionnement en énergie. En outre, l'invasion de l'Ukraine par la Russie ainsi que la concurrence stratégique entre les États-Unis et la Chine pourraient entraîner l'émergence de blocs géopolitiques concurrents susceptible d'avoir des incidences à long terme sur les marchés des marchandises et les marchés financiers à l'échelle mondiale.

#### Inflation et récession

En 2022, les banques centrales partout dans le monde ont cessé d'offrir des mesures incitatives liées à la pandémie pour se concentrer sur les mesures à prendre pour faire face à la forte augmentation de l'inflation. Il existe un risque qu'un resserrement marqué des politiques monétaires des banques centrales puisse entraîner une récession économique mondiale. Par contre, l'endettement élevé des consommateurs et la sensibilité des actifs financiers et des titres immobiliers à la hausse des taux d'intérêt pourraient limiter la capacité des banques centrales de resserrer leur politique monétaire au-delà d'une certaine fourchette.

Les risques liés à cette conjoncture macroéconomique difficile comprennent ce qui suit :

- L'augmentation des coûts engagés par OPG pour des biens, services et ressources en raison d'un taux d'inflation plus important que prévu, et son incidence sur les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement ainsi que sur les budgets des projets
- La réduction de la demande d'électricité en Ontario et aux États-Unis
- Le report de la transition à une économie sobre en carbone en raison des coûts additionnels connexes des nouvelles technologies
- L'incidence sur la santé financière des fournisseurs des perturbations de la chaîne d'approvisionnement et d'autres facteurs macroéconomiques mondiaux. OPG réalise des examens financiers des fournisseurs avant d'attribuer des contrats et surveille la santé financière de ses principaux fournisseurs à l'appui des activités de gestion du risque lié aux fournisseurs.
- La diminution de la valeur de marché des placements détenus dans les Fonds distincts nucléaires et les régimes de retraite à prestations déterminées. OPG gère ces fonds conformément à ses objectifs de placement à long terme, y compris l'optimisation de la composition de l'actif de chaque fonds en fonction des risques. Les décisions en matière de composition de l'actif visent à procurer tous les avantages de la diversification sur un cycle économique complet; toutefois, à court terme, certains facteurs de risque pourraient avoir une incidence défavorable plus importante que d'autres sur le rendement des fonds.

OPG continue d'évaluer les répercussions inflationnistes possibles sur la Société et de surveiller la conjoncture macroéconomique pour repérer et, dans la mesure du possible, atténuer les risques qui pourraient compromettre son rendement financier.

#### Modifications aux lois et aux règlements

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

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

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

Le plan en matière de changements climatiques du Canada vise à atteindre la carboneutralité d'ici 2050. En juin 2021, le gouvernement fédéral a adopté une loi en vertu de laquelle il s'engage à atteindre cet objectif. Cette loi contraint le gouvernement à fixer des objectifs nationaux provisoires de réduction des émissions et des plans crédibles et fondés sur des données scientifiques pour atteindre ces objectifs. En décembre 2021, le gouvernement fédéral a annoncé son objectif de doter le Canada d'un réseau d'électricité à zéro émission nette d'ici 2035 et est en voie d'établir des objectifs connexes. Dans le cadre de son plan en matière de changements climatiques, OPG s'est

fixé comme objectif de devenir une entreprise carboneutre et un catalyseur pour l'économie des marchés cherchant à atteindre la cible de zéro émission nette, lesquels sont conformes à l'objectif du Canada d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050. La Société continue de participer à l'élaboration des plans et de la législation du gouvernement fédéral afin d'accélérer la décarbonation et adaptera son plan en matière de changements climatiques en tenant compte de l'évolution des politiques, le cas échéant.

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

Réglementa-  
tion des tarifs

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

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

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

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

Passifs  
nucléaires et  
Fonds  
distincts  
nucléaires

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

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

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

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

Conformément aux méthodes de recouvrement des coûts approuvées par la CEO, le rendement de la portion des Fonds distincts nucléaires attribuée aux centrales nucléaires Bruce dépend du compte d'écart des revenus nets de location des centrales Bruce. En fonction de la situation de capitalisation des fonds, 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. L'incidence sur l'état des résultats du risque lié au taux de rendement est atténuée en partie lorsque les fonds sont pleinement capitalisés ou sont surcapitalisés, car une diminution des Fonds distincts nucléaires attribuable 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. Au 31 décembre 2022, le Fonds distinct de déclassement et le Fonds distinct pour combustible irradié étaient en situation de surcapitalisation, selon le plan de référence en vertu de l'ONFA le plus récemment approuvé. Pour en savoir plus, se reporter à la rubrique *Activités de base et perspectives*, sous *Perspectives*.

Obligations  
liées aux  
avantages  
postérieurs  
à l'emploi

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

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

Propriété  
provinciale

La Province détient la totalité des actions ordinaires et des actions de catégorie A émises et en circulation d'OPG. Par conséquent, la Province, représentée par le ministère de l'Énergie, du Développement du Nord et des Mines de l'Ontario, a le pouvoir de nommer les membres du conseil d'OPG. OPG pourrait recevoir de son actionnaire des directives, aux termes de l'article 108 de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), qui influent directement sur les décisions importantes. Ces décisions pourraient avoir trait au développement de projets, aux demandes de tarifs réglementés, aux acquisitions et aux dessaisissements d'actifs, ainsi qu'à la structure financière et du capital. OPG pourrait donc être tenue d'entreprendre des activités qui entraînent une augmentation des dépenses, ou qui réduisent les revenus ou les flux de trésorerie par rapport aux activités ou aux stratégies qui auraient autrement été entreprises. En outre, l'obligation de l'actionnaire d'OPG, le gouvernement de l'Ontario, de s'attaquer à un vaste éventail de questions dans son rôle pourrait créer, pour OPG, des possibilités que la Société devra saisir ou des risques qu'elle devra atténuer pour atteindre les objectifs de son plan stratégique et de son plan d'entreprise. Cela comprend, entre

autres, les mesures que pourrait prendre la Province pour appuyer les décisions en matière de planification de la production future d'électricité, ou pour atténuer l'incidence de la hausse des tarifs d'électricité sur les consommateurs ontariens.

#### 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 2022 :

Note de crédit <sup>1</sup>	Toutes les contreparties		Contreparties les plus importantes	
	Nombre de contreparties <sup>2</sup>	Risque possible <sup>3</sup> (en millions de dollars)	Nombre de contreparties	Risque possible (en millions de dollars)
Qualité supérieure	44	118	5	103
SIERE <sup>4</sup>	1	477	1	477
Autres	24	4	-	-
<b>Total</b>	<b>69</b>	<b>599</b>	<b>6</b>	<b>580</b>

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Les contreparties d'OPG sont définies par chaque accord global.

<sup>3</sup> 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 %.

<sup>4</sup> 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.

	2023	2024	2025
Besoins en combustible estimatifs couverts (%) <sup>1</sup>	75	75	72

<sup>1</sup> Représentent la tranche approximative en mégawattheures (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 contrats 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 2022, OPG n'avait aucun contrat de change en cours. De plus, la volatilité du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain a également une incidence sur les résultats financiers d'OPG pour certaines de ses filiales qui mènent leurs activités exclusivement aux États-Unis.

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

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

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

**Marchés de l'électricité** Les revenus d'OPG subissent l'incidence de facteurs externes liés au marché de l'électricité, notamment l'arrivée de nouveaux participants sur les marchés, les activités concurrentielles des participants au marché, la demande d'électricité, les changements à la réglementation de protection de l'environnement et la variabilité des tarifs d'électricité de gros dans les marchés applicables.

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

Le programme de renouvellement du marché, une initiative de la SIERE, devrait entraîner une refonte du marché de l'électricité en Ontario. Le programme de renouvellement du marché pourrait avoir une incidence sur OPG selon la mise en œuvre de la conception du marché. OPG participe au programme de renouvellement du marché et continue de collaborer avec la SIERE. En outre, OPG consolide et met à niveau ses systèmes et processus internes afin de participer de façon efficace à ce nouveau marché. Pour ce faire, il est indispensable d'apporter des changements simultanément aux processus d'affaires courants et aux systèmes de technologie de l'information, démarche qui fait l'objet d'initiatives de gestion du changement. Conformément à l'entente de règlement, OPG est tenue de déposer une demande distincte auprès de la CEO afin de tenir compte de toute incidence du programme de renouvellement du marché sur les mécanismes de tarification réglementés d'OPG. Selon la SIERE, le programme de renouvellement du marché devrait être en place en 2025.

Production  
visée par  
contrats

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 seraient renouvelés à leur échéance et que les contrats de remplacement seront conclus à des conditions acceptables.

Litiges

OPG ou ses filiales sont parties à diverses autres actions en justice couvrant un large ensemble de questions soulevées dans le cours normal de leurs affaires. Chacune de ces questions est assujettie à diverses incertitudes et certaines d'entre elles pourraient être résolues défavorablement. La Société est d'avis que la résolution de ces questions ne devrait pas avoir d'incidence néfaste importante sur sa situation financière consolidée.

---

### 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. En outre, OPG s'est engagée à promouvoir la réconciliation avec les peuples autochtones et à renforcer sa culture en milieu de travail en valorisant l'excellence dans les pratiques d'équité, de diversité et d'inclusion, conformément à sa stratégie.

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 les collectivités autochtones et grâce au plan d'action de réconciliation de la Société. 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 APPARENTÉS

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

Les opérations entre parties liées présentées ci-dessous comprennent les opérations conclues avec la Province et les principales sociétés remplaçantes de l'ancienne entreprise de services d'électricité intégrée d'Ontario Hydro, y compris Hydro One, la SIERE et la SFIEO. Les opérations entre OPG et les parties liées sont mesurées à la valeur d'échange, soit la valeur de la contrepartie qui a été établie et acceptée par les parties liées. En tant que l'une des nombreuses sociétés gouvernementales détenues 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 se sont établies comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2022		2021	
	Revenus	Charges	Revenus	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	22	-	13	-
Services	-	12	-	8
Dividendes	5	-	6	-
Province d'Ontario				
Variation du montant du Fonds distinct de déclassement à payer à la Province <sup>1</sup>	1 013	-	-	826
Variation du montant du Fonds distinct pour combustible irradié à payer à la Province <sup>1</sup>	1 403	-	-	1 050
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	113	-	104
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	212	-	205
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	-	97	-	104
Impôts sur le résultat	-	520	-	418
Taxes foncières	-	12	-	12
SIERE				
Revenus liés à la production d'électricité	6 625	-	6 367	-
Fair Hydro Trust				
Produits d'intérêts	33	-	33	-
	<b>9 101</b>	<b>966</b>	<b>6 419</b>	<b>2 727</b>

<sup>1</sup> 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 2022 et 2021, les Fonds distincts nucléaires étaient présentés déduction faite des montants à payer à la Province respectivement de 6 174 millions de dollars et 8 590 millions de dollars.

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

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Montants à recevoir de parties liées		
Hydro One	<b>3</b>	2
SIERE – montants à recevoir liés à l'électricité	<b>477</b>	548
Fair Hydro Trust	<b>4</b>	4
SFIEO	-	3
Province d'Ontario	-	1
Prêt à recevoir		
Fair Hydro Trust	<b>908</b>	911
Titres de capitaux propres		
Actions de Hydro One	<b>171</b>	176
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer		
Hydro One	<b>1</b>	1
SFIEO	<b>99</b>	88
Province d'Ontario	<b>14</b>	6
SIERE – montants à payer liés à l'électricité	<b>3</b>	8
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)		
Billets à payer à la SFIEO	<b>2 540</b>	2 690

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 2022, les Fonds distincts nucléaires détenaient 1 371 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (1 709 millions de dollars au 31 décembre 2021) et 2 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (13 millions de dollars au 31 décembre 2021). Au 31 décembre 2022, la caisse de retraite du régime agréé d'OPG détenait 64 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (89 millions de dollars au 31 décembre 2021) et 8 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (15 millions de dollars au 31 décembre 2021). Ces obligations et ces bons du Trésor de la province d'Ontario sont négociés en Bourse et sont évalués à la juste valeur. OPG supervise la gestion des placements des Fonds distincts nucléaires conjointement avec la Province.

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

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

Aucune autre modification n'a été apportée au CIIF d'OPG au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022 qui a eu une incidence importante ou qui pourrait vraisemblablement avoir une incidence importante sur les rapports financiers d'OPG.

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a conclu que les CPCI et le CIIF d'OPG, comme ils sont définis dans le *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*, étaient efficaces en date du 31 décembre 2022.

## QUATRIÈME TRIMESTRE

### Analyse des résultats d'exploitation

<i>(en millions de dollars)</i> (non audité)	Trois mois clos les 31 décembre	
	2022	2021
Produits	1 557	1 670
Charges liées au combustible	272	246
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	831	822
Dotation aux amortissements	288	300
Désactualisation des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	279	271
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(257)	(245)
Autres charges, montant net	(113)	94
<b>Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices</b>	<b>257</b>	<b>182</b>
Intérêts débiteurs, montant net	35	66
Charge d'impôts	17	19
<b>Bénéfice net</b>	<b>205</b>	<b>97</b>
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	203	91
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle <sup>1</sup>	2	6

<sup>1</sup> 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 203 millions de dollars, contre 91 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2021. Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices pour le quatrième trimestre de 2022 s'est élevé à 257 millions de dollars, en hausse de 75 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2021.

#### Principaux facteurs qui ont entraîné la hausse du BAI :

- Un gain de 143 millions de dollars comptabilisé au quatrième trimestre de 2022 dans la catégorie Autres sur la vente de certains immeubles situés au 800 Kipling Avenue, à Toronto, en Ontario.
- Une baisse du BAI de 111 millions de dollars comptabilisée au quatrième trimestre de 2021 pour tenir compte de la décision de la CEO, rendue en novembre 2021, visant la demande de tarifs réglementés d'OPG pour la période de 2022 à 2026, dans le cadre de laquelle certains coûts liés aux installations de stockage d'eau lourde et de manutention des fûts ont été rejetés, et la date d'inclusion dans la base tarifaire des coûts approuvés liés aux installations en question a été ajustée.
- L'augmentation des revenus dans le secteur Production nucléaire réglementée de 88 millions de dollars attribuable à la hausse du tarif de base réglementé pour l'énergie nucléaire entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2022.

*Principaux facteurs qui ont entraîné la diminution du BAII :*

- Diminution de 228 millions de dollars des revenus provenant du secteur Production nucléaire réglementée en raison de la baisse de 2,5 TWh de la production d'électricité, du fait principalement du début des travaux de réfection de l'unité 1 de la centrale Darlington, qui a été mise hors service en février 2022, et de l'arrêt du bâtiment sous vide à la centrale Pickering au quatrième trimestre de 2022;
- Une augmentation de 54 millions de dollars de la dotation aux amortissements dans le secteur Production nucléaire réglementée, à l'exclusion de la charge d'amortissement liée au recouvrement des soldes des comptes réglementaires autorisé par la CEO, principalement attribuable aux montants comptabilisés en 2021 comme étant recouvrables à partir des comptes réglementaires des clients liés aux écarts entre les hypothèses comptables actuelles sur les fins de vie de la centrale Pickering et celles reflétées dans les tarifs de base réglementés pour la production nucléaire entrés en vigueur en 2021.

Les intérêts débiteurs, montant net, ont diminué de 31 millions de dollars au quatrième trimestre de 2022 par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2021, en raison essentiellement de la hausse des intérêts gagnés attribuable à l'augmentation du solde de la trésorerie et des équivalents de trésorerie de la Société et à l'accroissement des frais d'intérêt inscrits à l'actif en lien avec le projet de réfection de la centrale Darlington.

La charge d'impôts a diminué de 2 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2022, par rapport à celle du trimestre correspondant de 2021. La diminution est principalement attribuable à la hausse de la charge d'impôts reportée dans les actifs réglementaires, contrebalancée en partie par l'augmentation du bénéfice avant impôts par rapport à celui de la période correspondante de 2021.

**Production d'électricité**

La production d'électricité d'OPG pour les trimestres clos les 31 décembre 2022 et 2021 s'est établie comme suit :

<i>(en TWh)</i>	Trois mois clos les 31 décembre	
	2022	2021
Production nucléaire réglementée	5,9	8,4
Production hydroélectrique réglementée	7,6	7,6
Production hydroélectrique visée par contrats et autre <sup>1</sup>	1,8	0,9
Atura Power	1,5	1,4
<b>Total de la production d'électricité d'OPG</b>	<b>16,8</b>	<b>18,3</b>

<sup>1</sup> 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 diminution de 1,5 TWh de la production d'électricité d'OPG au quatrième trimestre de 2022 par rapport à celle du trimestre correspondant de 2021 est surtout imputable à la mise hors service de l'unité 1 de la centrale Darlington pour toute la durée de sa réfection, qui a commencé en février 2022, le tout contrebalancé en partie par une hausse de la production d'électricité du secteur Production hydroélectrique visée par contrats et autre, ce qui reflète la hausse considérable du débit de l'eau dans la région du nord-est de l'Ontario.

La demande d'électricité en Ontario comme présentée par la SIERE a été de 33,7 TWh au quatrième trimestre de 2022, contre 33,4 TWh au quatrième trimestre de 2021. 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 2022 ont atteint 379 millions de dollars, comparativement à 475 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. La diminution s'explique principalement par la baisse des revenus découlant d'une baisse de la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée, le tout contrebalancé en partie par l'augmentation du bénéfice tiré des activités de la Société aux États-Unis, en raison de la hausse des tarifs de l'électricité des marchés de gros.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 ont atteint 618 millions de dollars, comparativement à 677 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. Cette baisse s'explique avant tout par le produit de la vente des immeubles situés au 800 Kipling Avenue, à Toronto, en Ontario, en octobre 2022, et par l'acquisition de la centrale hydroélectrique Racine réalisée par Eagle Creek en décembre 2021. La baisse a été en grande partie contrebalancée par l'augmentation des dépenses d'investissement dans le secteur Production nucléaire réglementaire et l'acquisition de la centrale hydroélectrique Koma Kulshan réalisée par Eagle Creek au quatrième trimestre de 2022.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 ont augmenté de 83 millions de dollars comparativement à ceux de la période correspondante de 2021. Cette augmentation découle surtout du nombre plus élevé d'émissions de titres d'emprunt à long terme au quatrième trimestre de 2022, contrebalancé en grande partie par l'augmentation des remboursements nets de dette à court terme.

## 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>	<b>2022</b>	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Produits	<b>7 349</b>	6 877	7 240
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	<b>1 636</b>	1 325	1 361
Bénéfice par action attribuable à l'actionnaire <i>(en dollars)</i>	<b>5,96 \$</b>	4,83 \$	4,96 \$
Total de l'actif	<b>62 343</b>	61 153	62 073
Total des passifs à long terme	<b>41 259</b>	42 108	43 529
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation <i>(en millions)</i>	<b>274,6</b>	274,6	274,6

## Informations financières trimestrielles

Trimestres clos en 2022					
<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire) (non audité)</i>	31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
Production d'électricité (TWh)	16,8	20,4	20,1	21,2	78,5
Produits	1 557	1 978	1 856	1 958	7 349
Bénéfice net	205	488	451	507	1 651
Moins : bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	2	4	5	4	15
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	203	484	446	503	1 636
<b>Bénéfice par action attribuable à l'actionnaire (en dollars)</b>	<b>0,74 \$</b>	<b>1,76 \$</b>	<b>1,62 \$</b>	<b>1,83 \$</b>	<b>5,96 \$</b>

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

## Tendances

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

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

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

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

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

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

---

### **Mesures clés du rendement d'exploitation**

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

#### Facteur de capacité des unités de production nucléaire

Le facteur de capacité des unités de production nucléaire est une mesure clé de la performance des centrales nucléaires. Il mesure la quantité d'énergie produite par les unités sur une période donnée, ajustée en fonction de contraintes externes comme les limites liées au transport ou à la demande, exprimée en pourcentage de la quantité d'énergie qui aurait été produite au cours de la même période si la production des unités avait été maximale. Les facteurs de capacité sont principalement touchés par les interruptions planifiées et non planifiées de la production. Un jour d'interruption représente un jour où une seule unité est mise hors tension ou déclassée pendant une durée équivalente à une journée. Les facteurs de capacité, au sens défini par l'industrie, excluent les pertes de production sur lesquelles la direction de la centrale n'a pas de contrôle, comme la non-disponibilité liée au réseau. Le facteur de capacité des unités de production nucléaire exclut également les unités faisant l'objet de travaux de réfection au cours de la période. Au 31 décembre 2022, la centrale Darlington comptait deux unités en service, et la centrale de Pickering, six.

#### Disponibilité hydroélectrique

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

### Taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques

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

### Disponibilité des centrales thermiques

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

### 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 financières 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 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.

**2) 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](mailto:media@opg.com)

[www.opg.com](http://www.opg.com)

[www.sedar.com](http://www.sedar.com)

**ONTARIO POWER GENERATION INC.**

**ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**

**31 DÉCEMBRE 2022**

**ONTARIO****POWER**  
GENERATION

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

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

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

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

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



**Ken Hartwick (signé)**

*Président et chef de la direction*



**Aida Cipolla (signé)**

*Chef des finances et vice-présidente  
principale – Finances*

Le 9 mars 2023

# 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 2022 et 2021, 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 2022 et 2021, ainsi que de ses performances financières et de ses flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos à ces dates, conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

## Fondement de l'opinion

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

## Autres informations

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- nous identifions et évaluons les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, concevons et mettons en œuvre des procédures d'audit en réponse à ces risques, et réunissons des éléments probants suffisants et appropriés pour fonder notre opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative résultant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne;
- nous acquérons une compréhension des éléments du contrôle interne pertinents pour l'audit afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de la Société;
- nous apprécions le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que des informations y afférentes fournies par cette dernière;
- nous tirons une conclusion quant au caractère approprié de l'utilisation par la direction du principe comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments probants obtenus, quant à l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou situations susceptibles de jeter un doute important sur la capacité de la Société à poursuivre son exploitation. Si nous concluons à l'existence d'une incertitude significative, nous sommes tenus d'attirer l'attention des lecteurs de notre rapport sur les informations fournies dans les états financiers consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas adéquates, d'exprimer une opinion modifiée. Nos conclusions s'appuient sur les éléments probants obtenus jusqu'à la date de notre rapport. Des événements ou situations futurs pourraient par ailleurs amener la Société à cesser son exploitation;

- nous évaluons la présentation d'ensemble, la structure et le contenu des états financiers consolidés, y compris les informations fournies dans les notes, et apprécions si les états financiers consolidés représentent les opérations et événements sous-jacents d'une manière propre à donner une image fidèle;
- nous obtenons des éléments probants suffisants et appropriés concernant l'information financière des entités et activités de la Société pour exprimer une opinion sur les états financiers consolidés. Nous sommes responsables de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit, et assumons l'entière responsabilité de notre opinion d'audit.

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

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

Toronto (Canada)  
Le 9 mars 2023

The logo for Ernst + Young LLP is written in a black, cursive script font.

Comptables professionnels agréés  
Experts-comptables autorisés

## ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

<b>Exercices clos les 31 décembre</b> <i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
<b>Produits</b>	<b>7 349</b>	6 877
Charges liées au combustible	<b>1 105</b>	874
<b>Marge brute</b>	<b>6 244</b>	6 003
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	<b>2 929</b>	2 889
Amortissement <i>(note 5)</i>	<b>1 124</b>	1 132
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires <i>(note 10)</i>	<b>1 136</b>	1 089
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires <i>(note 10)</i>	<b>(1 031)</b>	(967)
Impôts fonciers	<b>49</b>	48
	<b>4 207</b>	4 191
<b>Bénéfice avant autres gains, intérêts et impôts sur les bénéfices</b>	<b>2 037</b>	1 812
Autres gains <i>(note 25)</i>	<b>(133)</b>	(4)
<b>Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices</b>	<b>2 170</b>	1 816
Intérêts débiteurs, montant net <i>(note 8)</i>	<b>176</b>	233
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices</b>	<b>1 994</b>	1 583
Charge d'impôts <i>(note 11)</i>	<b>343</b>	239
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 651</b>	1 344
<b>Bénéfice net attribuable à l'actionnaire</b>	<b>1 636</b>	1 325
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	<b>15</b>	19
<b>Bénéfice de base et dilué par action ordinaire <i>(en dollars) (note 17)</i></b>	<b>5,96</b>	4,83

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

# ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS

<b>Exercices clos les 31 décembre</b> <i>(en millions de dollars)</i>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 651</b>	1 344
<b>Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices</b> <i>(note 12)</i>		
Gain actuariel à la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, déduction faite des coûts des services passés <sup>1</sup>	<b>257</b>	92
Reclassement aux résultats de montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite <sup>2</sup>	<b>9</b>	18
Reclassement aux résultats de pertes sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie <sup>3</sup>	<b>6</b>	11
Perte nette sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie <sup>4</sup>	<b>(5)</b>	-
Écart de conversion <sup>5</sup>	<b>123</b>	(9)
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	<b>390</b>	112
<b>Résultat étendu</b>	<b>2 041</b>	1 456
<b>Résultat étendu attribuable à l'actionnaire</b>	<b>2 026</b>	1 437
Résultat étendu attribuable à la participation sans contrôle	<b>15</b>	19

<sup>1</sup> Déduction faite d'une charge d'impôts de 84 millions de dollars et 31 millions de dollars, respectivement pour 2022 et 2021.

<sup>2</sup> Déduction faite d'une charge d'impôts de 3 millions de dollars et 5 millions de dollars, respectivement pour 2022 et 2021.

<sup>3</sup> Déduction faite d'une charge d'impôts de 2 millions de dollars, respectivement pour 2022 et 2021.

<sup>4</sup> Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 2 millions de dollars et de néant respectivement pour 2022 et 2021.

<sup>5</sup> Déduction faite d'une charge d'impôts de néant pour 2022 et 2021.

*Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.*

# ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

## Exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars)

	2022	2021
<b>Activités d'exploitation</b>		
Bénéfice net	1 651	1 344
Ajustements pour les éléments hors caisse :		
Amortissement (note 5)	1 124	1 132
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	1 136	1 089
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires	(1 031)	(967)
Coût des régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite (note 13)	404	459
Charge (recouvrement) d'impôts reportés (note 11)	3	(10)
Actifs réglementaires et passifs réglementaires	(24)	(251)
Autres (gains) pertes	(127)	3
Autres	37	(3)
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires	(417)	(458)
Remboursement des dépenses admissibles liées aux activités d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires	220	183
Cotisations à la caisse de retraite et débours au titre des avantages de retraite complémentaires et des régimes de retraite complémentaires	(307)	(296)
Variation nette des autres actifs à long terme et des autres passifs à long terme	105	156
Variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse (note 21)	223	59
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>2 997</b>	<b>2 440</b>
<b>Activités d'investissement</b>		
Investissement dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels (note 19)	(2 557)	(2 025)
Produits de la vente de biens immobiliers secondaires (note 25)	162	-
Produits du règlement lié aux centrales alimentées au gaz naturel acquises (note 24)	-	220
Acquisition d'une centrale hydroélectrique aux États-Unis (note 23)	(31)	(112)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement</b>	<b>(2 426)</b>	<b>(1 917)</b>
<b>Activités de financement</b>		
Produits de l'émission de dette à long terme (note 8)	627	869
Remboursement de dette à long terme (note 8)	(170)	(526)
Remboursement net de dette à court terme (note 9)	(118)	(870)
Distribution versée à la participation sans contrôle	(17)	(19)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités de financement</b>	<b>322</b>	<b>(546)</b>
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et la trésorerie soumise à restrictions	4	(4)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restrictions	897	(27)
<b>Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions au début de l'exercice</b>	<b>698</b>	<b>725</b>
<b>Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de l'exercice</b>	<b>1 595</b>	<b>698</b>

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

# BILANS CONSOLIDÉS

<b>Aux 31 décembre</b> (en millions de dollars)	<b>2022</b>	<b>2021</b>
<b>Actif</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions (note 4)	1 595	698
Titres de capitaux propres	171	176
Montants à recevoir de parties liées (note 20)	484	558
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 10)	51	69
Stocks de combustible	252	247
Matières et fournitures	106	103
Actifs réglementaires (note 6)	227	288
Charges payées d'avance	190	120
Autres actifs à court terme (note 26)	476	203
	<b>3 552</b>	<b>2 462</b>
<b>Immobilisations corporelles (note 5)</b>	<b>44 490</b>	<b>41 975</b>
Moins : amortissement cumulé	12 723	11 648
	<b>31 767</b>	<b>30 327</b>
<b>Actifs incorporels (note 5)</b>	<b>934</b>	<b>848</b>
Moins : amortissement cumulé	440	372
	<b>494</b>	<b>476</b>
<b>Goodwill (note 7)</b>	<b>172</b>	<b>161</b>
<b>Autres actifs</b>		
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 10)	20 655	19 807
Prêt à recevoir d'une partie liée (note 20)	908	911
Matières et fournitures à long terme	396	414
Actifs réglementaires (note 6)	3 797	6 467
Participations dans des entités sous influence notable	51	42
Actifs au titre des régimes de retraite (note 13)	450	-
Autres actifs à long terme	101	86
	<b>26 358</b>	<b>27 727</b>
	<b>62 343</b>	<b>61 153</b>

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

# BILANS CONSOLIDÉS

<b>Aux 31 décembre</b> <i>(en millions de dollars)</i>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
<b>Passif</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer	1 772	1 441
Dette à court terme <i>(note 9)</i>	65	182
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an <i>(note 8)</i>	43	179
Passifs réglementaires <i>(note 6)</i>	215	276
	<b>2 095</b>	<b>2 078</b>
<b>Dette à long terme <i>(note 8)</i></b>	<b>10 109</b>	<b>9 487</b>
<b>Autres passifs</b>		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires <i>(note 10)</i>	24 315	23 415
Passifs au titre des régimes de retraite <i>(note 13)</i>	-	2 846
Passifs au titre des avantages complémentaires de retraite <i>(note 13)</i>	2 322	3 215
Créditeurs et charges à payer à long terme	384	352
Revenus constatés d'avance	373	382
Impôts reportés <i>(note 11)</i>	1 897	1 634
Passifs réglementaires <i>(note 6)</i>	1 859	777
	<b>31 150</b>	<b>32 621</b>
<b>Capitaux propres</b>		
Actions ordinaires <sup>1</sup> <i>(note 16)</i>	5 126	5 126
Actions de catégorie A <sup>2</sup> <i>(note 16)</i>	787	787
Surplus d'apport	32	34
Bénéfices non répartis	12 740	11 104
Cumul des autres éléments du résultat étendu <i>(note 12)</i>	128	(262)
<b>Capitaux propres attribuables à l'actionnaire</b>	<b>18 813</b>	<b>16 789</b>
Capitaux propres attribuables à la participation sans contrôle	176	178
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>18 989</b>	<b>16 967</b>
	<b>62 343</b>	<b>61 153</b>

<sup>1</sup> 256 300 010 actions ordinaires en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars aux 31 décembre 2022 et 2021.

<sup>2</sup> 18 343 815 actions de catégorie A en circulation d'une valeur déclarée de 787 millions de dollars aux 31 décembre 2022 et 2021.

Engagements et éventualités *(notes 8, 9, 11, 13 et 18)*

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration :

**Wendy Kei (signé)**  
Présidente du conseil d'administration

**Jill Pepall (signé)**  
Administratrice

# ÉTATS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

<b>Exercices clos les 31 décembre</b> <i>(en millions de dollars)</i>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
<b>Actions ordinaires</b> (note 16)	<b>5 126</b>	5 126
<b>Actions de catégorie A</b> (note 16)	<b>787</b>	787
<b>Surplus d'apport</b> (note 20)		
Solde au début de l'exercice	<b>34</b>	36
Reclassement aux résultats de montants relatifs au gain à la déconsolidation de Fair Hydro Trust	<b>(2)</b>	(2)
Solde à la fin de l'exercice	<b>32</b>	34
<b>Bénéfices non répartis</b>		
Solde au début de l'exercice	<b>11 104</b>	9 779
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	<b>1 636</b>	1 325
Solde à la fin de l'exercice	<b>12 740</b>	11 104
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices</b> (note 12)		
Solde au début de l'exercice	<b>(262)</b>	(374)
Autres éléments du résultat étendu	<b>390</b>	112
Solde à la fin de l'exercice	<b>128</b>	(262)
<b>Capitaux propres attribuables à l'actionnaire</b>	<b>18 813</b>	16 789
<b>Capitaux propres attribuables à la participation sans contrôle</b>		
Solde au début de l'exercice	<b>178</b>	178
Bénéfice attribuable à la participation sans contrôle	<b>15</b>	19
Distribution versée à la participation sans contrôle	<b>(17)</b>	(19)
Solde à la fin de l'exercice	<b>176</b>	178
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>18 989</b>	16 967

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<sup>er</sup> 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 2022, OPG détenait et exploitait deux centrales nucléaires, 66 centrales hydroélectriques, deux centrales thermiques, une centrale solaire et quatre centrales alimentées au gaz à cycle combiné (cycle combiné) en Ontario, au Canada. Les centrales à cycle combiné sont des centrales alimentées au gaz naturel détenues et exploitées par l'intermédiaire d'Atura Power, filiale en propriété exclusive de la Société. Également, par l'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, 85 centrales hydroélectriques et détenait des participations minoritaires dans 14 centrales hydroélectriques et deux centrales solaires aux États-Unis au 31 décembre 2022. OPG possède également deux centrales nucléaires en Ontario, la centrale Bruce A et la centrale Bruce B (collectivement, les centrales nucléaires Bruce), qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. (Bruce Power).

## 2. MODE DE PRÉSENTATION

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

Comme l'exige le *Règlement de l'Ontario 395/11*, dans sa version modifiée, en vertu de la *Loi sur l'administration financière* (Ontario), OPG a adopté, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012, les PCGR des États-Unis pour la présentation de ses états financiers consolidés. De plus, depuis le 1<sup>er</sup> 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 septembre 2022, 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<sup>er</sup> janvier 2027
- L'exercice ouvert après qu'OPG cessera d'exercer des activités assujetties à une réglementation des tarifs
- Le premier jour de l'exercice qui commence à la dernière des dates suivantes à survenir ou après celle-ci :
  - I. La date de prise d'effet prévue par l'International Accounting Standards Board (IASB) pour l'application obligatoire d'une IFRS propre aux entités qui exercent des activités à tarifs réglementés (norme obligatoire pour les activités à tarifs réglementés).
  - II. Deux années après la publication par l'IASB de la version définitive d'une norme obligatoire pour les activités à tarifs réglementés.

Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains montants comparatifs de 2021 ont été reclassés par rapport aux états financiers consolidés antérieurement présentés afin de rendre leur présentation conforme à celle des états financiers consolidés de 2022.

### 3. PRINCIPALES MÉTHODES ET ESTIMATIONS COMPTABLES

#### a) Base de consolidation

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

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

Le tableau ci-dessous présente des informations sur les placements d'OPG qui étaient comptabilisés à la valeur de consolidation au 31 décembre 2022 :

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

#### b) Entités à détenteurs de droits variables

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

Au 31 décembre 2022, l'EDDV importante de la Société était la Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN). Outre la SGDN, OPG peut conclure d'autres conventions de sociétés en commandite ou être considérée comme le principal bénéficiaire d'autres entités qui sont consolidées dans ses états financiers consolidés.

### Société de gestion des déchets nucléaires

En 2002, OPG et d'autres producteurs canadiens de combustible nucléaire irradié ont constitué la SGDN, société distincte, conformément à la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire (Canada)* (LDCN). Le principal mandat à long terme de la SGDN est de mettre en œuvre une approche pour régler le problème de gestion à long terme du combustible nucléaire irradié au Canada. OPG détient la majorité des droits de vote au conseil d'administration de la SGDN et au niveau des membres. Selon la LDCN, les propriétaires de combustible nucléaire irradié doivent former des fiducies et y verser des fonds en vue de la mise en œuvre d'un plan de gestion à long terme du combustible nucléaire irradié conforme à la LDCN. OPG fournit plus de 90 % du financement de la SGDN, essentiellement pour la conception et la mise en œuvre du plan canadien de gestion adaptative progressive (GAP) visant la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. Ainsi, OPG devrait absorber la plupart des pertes prévues de la SGDN en assurant le financement futur au cas où il y aurait un manque à gagner. Par conséquent, OPG détient des droits variables dans la SGDN, dont elle est le principal bénéficiaire. Les montants applicables dans les comptes de la SGDN, après élimination des opérations intersociétés, sont donc consolidés.

#### **c) Utilisation d'estimations de la direction**

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

#### **d) Regroupements d'entreprises**

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

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

#### **e) Goodwill**

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

La Société affecte le goodwill aux secteurs d'activité qui devraient tirer des avantages du goodwill comptabilisé. La Société évalue au moins une fois l'an des facteurs qualitatifs et quantitatifs pour déterminer s'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur d'une unité d'exploitation à laquelle le goodwill est affecté est inférieure à sa valeur comptable. S'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur d'une unité d'exploitation 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.

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

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

#### **g) Prêt à recevoir**

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

#### **h) Stocks**

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

#### **i) Actifs incorporels**

Les actifs incorporels sont comptabilisés au coût. Les actifs incorporels qui ne sont pas considérés comme ayant une durée de vie indéterminée sont amortis au moyen de la méthode d'amortissement qui reflète le rythme selon lequel l'entité s'attend à consommer les avantages économiques futurs ou selon la méthode linéaire si le rythme ne peut être déterminé facilement. L'amortissement des actifs incorporels est pris en compte dans la dotation aux amortissements dans les états des résultats consolidés. 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 2022, les périodes d'amortissement des actifs incorporels se présentaient comme suit :

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

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

#### **j) Immobilisations corporelles et amortissement**

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

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

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

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

Au 31 décembre 2022, les périodes d'amortissement des immobilisations corporelles se présentaient comme suit :

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

<sup>1</sup> Au 31 décembre 2022, 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.

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.

### k) Dépréciation d'actifs

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

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

### l) 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 Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO).

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

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

Certains des actifs et passifs réglementaires comptabilisés par la Société ont trait à des comptes réglementaires autorisés par la CEO (comptes réglementaires), 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 et passifs réglementaires 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 et les passifs 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<sup>er</sup> 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. Les actifs réglementaires et les passifs réglementaires sont réduits à mesure que les soldes non amortis sous-jacents sont amortis comme composantes du coût des avantages.

Pour la période du 1<sup>er</sup> novembre 2014 au 31 décembre 2021, la CEO a limité les montants relatifs aux coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite compris dans le calcul des tarifs réglementés des centrales nucléaires et hydroélectriques aux dépenses au comptant respectives de la Société pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite se rapportant aux activités à tarifs réglementés. Les différences 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 ont été saisies dans le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés pour examen futur par la CEO.

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

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

En août 2021 et en novembre 2021, la CEO a rendu une décision dans le cadre de laquelle elle approuvait une entente de règlement entre OPG et les intervenants à l'égard de la plupart des questions comprises dans la demande d'OPG visant les nouveaux tarifs de base réglementés des centrales nucléaires de la Société pour la période de 2022 à 2026 (entente de règlement). L'entente de règlement a permis le recouvrement des coûts des régimes de retraite à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite dans les revenus tirés de la production nucléaire au moyen de la méthode de la comptabilité d'engagement. L'écart entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établis selon la comptabilité d'engagement et les montants prévus correspondants pris en compte dans le calcul des besoins en revenus approuvés sera comptabilisé dans le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite autorisés par la CEO aux fins d'examen et d'approbation ultérieurs par la CEO. L'entente de règlement prévoit également le recouvrement du solde comptabilisé dans le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés au 31 décembre 2019, sans ajustement. Le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite pour les centrales hydroélectriques a continué à servir à comptabiliser l'écart entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établis selon la comptabilité d'engagement et les dépenses au comptant réelles pour ces régimes.

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

### **m) Constatation des revenus**

#### i) Revenus tirés des contrats conclus avec les clients – Production réglementée

Dans la mesure où OPG détient un permis de producteur valide de la CEO et continue de se conformer aux règles du marché de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE), ses centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées peuvent continuer d'offrir de l'électricité sur le marché de gros de l'énergie. Le permis actuel de producteur d'OPG pour ces centrales est valide jusqu'en octobre 2023. Les revenus tirés de l'énergie produite par les centrales réglementées d'OPG sont fondés sur des tarifs réglementés établis par la CEO qui comprennent un tarif de base réglementé et, le cas échéant, des avenants tarifaires portant sur le recouvrement ou le remboursement des soldes approuvés des comptes réglementaires. Les revenus tirés des centrales hydroélectriques réglementées font aussi l'objet d'un mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité approuvé par la CEO. Ce mécanisme prévoit une tarification incitative pour encourager OPG à faire passer la production hydroélectrique des plages horaires à bas prix de marché aux plages horaires à fort prix de marché, réduisant ainsi les coûts globaux pour les clients.

La plus grande partie de la production d'électricité d'OPG est entièrement vendue sur le marché de l'énergie au comptant en temps réel de l'Ontario qui est administré par la SIERE. Pour l'électricité produite par ses centrales nucléaires réglementées et ses centrales hydroélectriques réglementées, OPG reçoit chaque mois un paiement de la SIERE sur la base des tarifs réglementés autorisés par la CEO. L'obligation de prestation d'OPG à l'égard de la production réglementée consiste à fournir de l'électricité produite par ses centrales réglementées au marché de gros de l'énergie en Ontario. La Société a déterminé que cette obligation de prestation est remplie au fil du temps; OPG utilise la méthode de production pour comptabiliser les revenus en appliquant le tarif de base réglementé et les avenants tarifaires pertinents applicables à chaque unité d'électricité produite et mesurée à la SIERE. Cette

méthodologie reflète la nature en temps réel de la production d'électricité et l'obligation de prestation sous-jacente, dont aucune partie ne demeure non remplie à la fin de la période de présentation de l'information financière applicable.

Durant les périodes intermédiaires autorisées par la CEO, les revenus sont comptabilisés sur la base des tarifs réglementés intermédiaires établis par la CEO. Dans les cas où une décision subséquente de la CEO entraîne une différence entre les prix réglementés définitifs rétroactivement en vigueur pour la période intermédiaire et les prix réglementés intermédiaires, OPG comptabilise le rajustement des revenus qui en résulte pour cette période à titre d'actif réglementaire ou de passif réglementaire, en fonction de la décision de la CEO. Les revenus déficitaires de la période intermédiaire qui en découlent, le cas échéant, sont perçus prospectivement auprès de la SIERE de la manière autorisée par la CEO.

Les montants à recevoir d'OPG pour l'électricité produite par ses centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées font partie des montants liés à l'électricité à recevoir de la SIERE, ce qui représente le droit inconditionnel d'OPG au paiement pour s'être acquittée de son obligation de prestation, où seul le passage du temps est requis avant la réception du paiement.

Les tarifs de base réglementés en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022 pour la production nucléaire et hydroélectrique réglementée d'OPG ont été établis en vertu de l'ordonnance finale de janvier 2022 relative au montant des paiements qui tiennent compte des décisions de la CEO concernant la demande tarifaire d'OPG pour la période de 2022 à 2026 rendues en août 2021 et en novembre 2021. Ces décisions et ordonnances ont confirmé la poursuite de l'utilisation du cadre de réglementation incitative adapté pour les centrales nucléaires.

Le tarif de base réglementé des centrales hydroélectriques en vigueur pour la période du 1<sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2026 a été fixé afin qu'il corresponde au tarif de base réglementé de l'hydroélectricité de 2021 en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Les tarifs de base réglementés pour les centrales hydroélectriques pour la période du 1<sup>er</sup> juin 2017 au 31 décembre 2021 ont été fixés en augmentant chaque année les tarifs de base réglementés approuvés antérieurement, avec certains ajustements, selon une formule approuvée qui correspond à un facteur d'inflation pondéré propre à l'industrie fondé sur des indices publiés annuellement par la CEO, diminué d'un facteur de productivité supplémentaire.

En ce qui concerne les centrales nucléaires, les tarifs de base réglementés sont fixés selon une approche de nivellement des tarifs qui reporte une partie des besoins en revenus tirés de la production nucléaire approuvés en vue d'un recouvrement futur dans le compte de report lié au nivellement des tarifs, dans le but de stabiliser les variations d'une année à l'autre du tarif moyen pondéré de l'ensemble de la production nucléaire et hydroélectrique réglementée d'OPG, conformément aux exigences du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Pour ce qui est des activités nucléaires, les besoins en revenus pour chacune des années sont fondés sur les charges d'exploitation d'OPG autorisées par la CEO et un rendement de la base tarifaire, moins l'ajustement d'un facteur de productivité supplémentaire. La base tarifaire est un concept réglementaire qui, pour OPG, représente le niveau net moyen des investissements dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels à tarifs réglementés et une provision pour le fonds de roulement.

De plus amples renseignements sur la décision de la CEO au sujet des tarifs de base réglementés approuvés d'OPG pour les centrales nucléaires à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022 et le compte de report lié au nivellement des tarifs se trouvent à la note 6.

## ii) Revenus tirés des contrats conclus avec les clients – Production non réglementée et autres revenus

La totalité des centrales non réglementées d'OPG en Ontario est assujettie à des contrats et à des conventions d'approvisionnement en énergie (CAE) avec la SIERE ou à d'autres ententes contractuelles à long terme. La majorité de ces centrales font l'objet d'une CAE avec la SIERE.

Les revenus tirés des centrales qui sont visées par une CAE sont comptabilisés au montant qu'OPG a le droit de facturer mensuellement dans la mesure où la Société s'acquitte de son obligation de prestation conformément aux modalités de l'entente de fournir de l'énergie et de la capacité à partir des centrales visées. Aucune partie de l'obligation de prestation d'OPG ne demeure non remplie à la fin de toute période de présentation de l'information financière applicable. OPG estime les revenus pour les montants variables ou conditionnels en vertu de chaque CAE au moyen de la méthode du montant le plus probable, contrat par contrat. Le montant variable en vertu de chaque CAE n'est inclus dans les revenus que dans la mesure où il est probable que le montant ne fera pas l'objet d'une reprise importante une fois l'incertitude sous-jacente dissipée.

Les montants à recevoir d'OPG pour l'électricité produite aux termes d'une CAE avec la SIERE font partie des montants liés à l'électricité à recevoir de la SIERE, ce qui représente le droit inconditionnel d'OPG au paiement pour s'être acquittée de son obligation de prestation, où seul le passage du temps est requis avant la réception du paiement.

Les centrales d'OPG aux États-Unis sont assujetties à des EAE visant la fourniture d'énergie et de capacité sur les différents marchés ou reçoivent les prix du marché de gros. Les contreparties aux EAE actuellement en vigueur sont principalement des sociétés locales de services publics d'électricité établies aux États-Unis. Selon les modalités contractuelles de chaque EAE, l'obligation de prestation consiste en la fourniture d'énergie, de capacité ou de certificats d'énergie renouvelable (CER) ou une combinaison de ceux-ci. Les obligations de performance visant la fourniture d'énergie et de capacité sont satisfaites au fil du temps, et les revenus sont comptabilisés au montant que la Société a le droit de facturer mensuellement à la contrepartie applicable. L'obligation de prestation visant la fourniture de CER est satisfaite à un moment donné, et les revenus sont comptabilisés lorsque les CER sont délivrés.

En outre, OPG vend et achète de l'électricité sur des marchés interconnectés de l'électricité dans les autres provinces canadiennes et les régions du nord-est et du Midwest des États-Unis. Aux termes de ces ententes, l'obligation de prestation d'OPG consiste à assurer l'approvisionnement en énergie, le règlement financier ou une capacité, selon le contrat, à une contrepartie dans une zone de contrôle à l'extérieur de l'Ontario. Les gains et les pertes sur contrats de négociation d'énergie (y compris ceux qui seront réglés physiquement) sont présentés au montant net dans les états des résultats consolidés.

OPG tire également des revenus autres qu'énergétiques d'un contrat de location et d'ententes connexes conclus avec Bruce Power qui visent les centrales nucléaires Bruce. Les ententes connexes concernent les revenus tirés de la vente d'eau lourde, les services d'enlèvement de tritium (détritiation) et les services de gestion des déchets nucléaires. Les revenus aux termes de ces ententes sont comptabilisés à mesure que les services sont fournis ou lorsque des produits sont livrés et qu'ils satisfont à l'obligation de prestation d'OPG.

De plus, les revenus autres qu'énergétiques englobent les revenus tirés de la vente d'isotopes et d'autres services. Les revenus tirés de ces activités sont comptabilisés dans la mesure où l'obligation de prestation correspondante est remplie, conformément aux modalités stipulées dans les contrats respectifs.

## iii) Comptabilisation des revenus – Revenus locatifs

Les paiements de loyers minimaux découlant du contrat de location conclu avec Bruce Power relativement aux centrales nucléaires Bruce sont comptabilisés dans les revenus selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée du contrat de location. De même, les revenus tirés des contrats de location de propriétés immobilières sont comptabilisés sur une base linéaire sur la durée du contrat de location à mesure que la Société rend les services requis décrits dans les contrats respectifs.

## n) Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires

OPG constate des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles relativement à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, actualisées pour tenir compte de la valeur temporelle de l'argent. OPG estime le montant et le calendrier des décaissements futurs liés à ces activités en fonction des plans d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires. Les passifs sont d'abord constatés à leur juste valeur estimative, fondée sur la valeur actualisée des coûts que l'on prévoit engager.

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires (les passifs nucléaires) sont augmentés régulièrement du montant de la valeur actualisée de la tranche additionnelle (variable) des coûts relatifs aux déchets nucléaires produits chaque année, par imputation aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Les charges variables liées aux matières irradiées de faible activité et de moyenne activité (connues sous le nom de déchets irradiés de faible activité et de moyenne activité) sont imputées aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Les charges variables relatives à l'évacuation et au stockage du combustible nucléaire irradié sont imputées aux charges liées au combustible. Les passifs peuvent aussi être ajustés pour refléter la variation des montants estimatifs ou la modification du calendrier des flux de trésorerie futurs sous-jacents, et la variation des coûts de mise hors service d'immobilisations qui en découle est capitalisée dans la valeur comptable des immobilisations connexes en service.

Un certain nombre d'hypothèses importantes utilisées dans le calcul des passifs nucléaires font l'objet d'une incertitude et d'un jugement inhérents à mesure de l'évolution des programmes d'enlèvement des immobilisations et de gestion des déchets nucléaires. Par conséquent, les modifications apportées aux facteurs opérationnels et techniques sous-jacents et aux autres hypothèses qui sous-tendent ces estimations pourraient changer considérablement au fil du temps et entraîner une augmentation ou diminution importante des coûts de ces programmes.

Une réévaluation complète de toutes les hypothèses sous-jacentes et de toutes les estimations des coûts de base est effectuée régulièrement pour les passifs nucléaires. Toute variation des passifs nucléaires en raison de nouvelles hypothèses ou estimations ayant une incidence sur le montant ou le calendrier des flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs initiaux est comptabilisée à titre d'ajustement des passifs. Une révision à la hausse des passifs nucléaires représente la valeur actualisée des augmentations des flux de trésorerie futurs non actualisés établies à partir d'un taux sans risque rajusté en fonction du crédit actuel. Une révision à la baisse des passifs nucléaires représente la valeur actualisée des diminutions des flux de trésorerie futurs non actualisés établies à partir d'un taux d'actualisation moyen pondéré reflété dans le passif existant. Au règlement des passifs, un gain ou une perte serait constaté.

La désactualisation découle du fait que les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires sont présentés à leur valeur actualisée. La charge de désactualisation correspond à l'augmentation de la valeur comptable des passifs attribuable au passage du temps.

Le coût de mise hors service d'immobilisations est capitalisé par augmentation de la valeur comptable des immobilisations connexes en service. Le coût capitalisé est amorti sur la durée de service résiduelle des immobilisations connexes et pris en compte dans la dotation aux amortissements.

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

#### **o) Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires**

Conformément à l'accord en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (ONFA) conclu entre OPG et la Province, OPG a établi et a constitué des fonds de réserve dans le Fonds distinct pour combustible irradié et le Fonds distinct de déclassement (collectivement, les Fonds distincts nucléaires). Le Fonds distinct pour combustible irradié vise à financer les dépenses liées à la gestion à long terme des grappes de combustible nucléaire irradié et certains frais de stockage du combustible nucléaire irradié engagés après la fermeture des centrales nucléaires. Le Fonds distinct de déclassement a été établi pour financer les coûts de l'enlèvement des immobilisations nucléaires et la gestion à long terme des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité, et certains frais de stockage du combustible nucléaire irradié engagés après la fermeture des centrales nucléaires. Les obligations de capitalisation d'OPG et les cotisations entraînées par celles-ci versées dans les Fonds distincts nucléaires sont établies en fonction des plans de référence régulièrement mis à jour et approuvés par la Province en vertu de l'ONFA. OPG conserve les Fonds distincts nucléaires dans des comptes de garde en mains tierces qui sont distincts du reste de ses actifs.

Les placements d'OPG dans les Fonds distincts nucléaires et les montants correspondants dus à la Province ou à recevoir de celle-ci sont classés comme détenus à des fins de transaction. Les Fonds distincts nucléaires sont évalués à la juste valeur selon le cours acheteur des titres de capitaux propres et des titres à revenu fixe sous-jacents et, dans le cas du portefeuille d'actifs immobiliers, à l'aide des techniques d'évaluation présentées à la note 15, les gains et pertes réalisés et latents étant comptabilisés dans les états des résultats consolidés d'OPG.

#### **p) Dérivés**

Tous les dérivés, y compris les dérivés incorporés qui doivent être comptabilisés de manière distincte, sont habituellement classés comme détenus à des fins de transaction et comptabilisés à la juste valeur dans les bilans consolidés. Les coûts de transaction des instruments financiers classés ou désignés comme détenus à des fins de transaction sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés.

Les dérivés sont admissibles à la comptabilité de couverture s'ils respectent les exigences de documentation relative à la relation de couverture pertinente, et l'instrument dérivé désigné comme couverture devrait couvrir efficacement le risque cerné pendant toute la durée de l'élément de couverture. Au moment de la mise en place d'une relation de couverture, OPG documente la relation existant entre l'instrument de couverture et l'élément couvert, son objectif de gestion des risques et sa stratégie de couverture. Une évaluation documentée est effectuée, d'abord au moment de la mise en place de la couverture, puis de manière continue, pour déterminer si les dérivés utilisés dans les opérations de couverture sont très efficaces ou non pour compenser les variations attribuables aux risques couverts des justes valeurs ou des flux de trésorerie des éléments couverts.

Tous les contrats dérivés qui ne sont pas désignés comme couvertures sont constatés comme des actifs ou des passifs dérivés à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les états des résultats consolidés. Se reporter à la note 14 qui traite des risques auxquels OPG s'expose et des instruments dérivés utilisés pour gérer l'exposition d'OPG aux risques.

#### **q) Évaluations à la juste valeur**

La juste valeur est le prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif 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. 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 15 pour obtenir une présentation sur les évaluations à la juste valeur et sur la hiérarchie des justes valeurs.

#### **r) Titres de capitaux propres**

Les titres de capitaux propres détenus par OPG sont évalués à la juste valeur, et les gains et pertes latents attribuables à la variation de la juste valeur sont comptabilisés dans les états des résultats consolidés. Les coûts de transaction connexes sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés et les revenus de dividendes sont inclus dans le bénéfice net au cours de la période où les dividendes sont déclarés. Les titres de capitaux propres sont évalués initialement au coût.

#### **s) Conversion des monnaies étrangères**

La monnaie fonctionnelle de toutes les filiales importantes d'OPG est le dollar canadien, sauf celle des filiales aux États-Unis, qui est le dollar américain. La monnaie fonctionnelle des filiales de la Société est la monnaie de l'environnement économique principal dans lequel elles exercent leurs activités.

Les transactions libellées en monnaies autres que la monnaie fonctionnelle de la Société sont converties dans la monnaie fonctionnelle au taux de change en vigueur à la date de transaction. Les actifs monétaires et les passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont reconvertis au taux de la monnaie fonctionnelle en vigueur à la date de clôture. Les gains et pertes de change sur le règlement des transactions et la conversion des actifs monétaires et des passifs monétaires sont comptabilisés dans les états des résultats consolidés.

Les résultats et la situation financière des filiales de la Société dont la monnaie fonctionnelle est le dollar américain sont convertis dans la monnaie de présentation au taux de clôture à la date du bilan consolidé pour les actifs et les passifs et au taux de change moyen de la période pour les éléments des produits et des charges. Les gains latents ou les pertes latentes découlant de la conversion des montants des données financières de ces entités sont comptabilisés à titre de composantes des autres éléments du résultat étendu et cumulés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu des bilans consolidés, et ne sont pas constatés au bénéfice net ou dans les bénéfices non répartis à moins d'une vente ou d'une liquidation complète ou essentiellement complète du placement.

#### **t) 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 que 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.

#### u) 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. Certaines filiales de la Société 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 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, l'âge du départ à 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 de rendement 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 et ses partenaires. Les actifs de la caisse de retraite au titre des régimes de retraite à prestations déterminées sont évalués au moyen 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 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 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 de l'amortissement des coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, comme mentionné plus haut.

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

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

Lorsque les coûts des prestations déterminées sont admissibles à la capitalisation, seule la composante du coût des services rendus est inscrite à l'actif.

#### **v) 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 de certains comptes réglementaires.

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 recouvrés 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.

#### **w) Prises de position comptables récentes n'ayant pas encore été adoptées**

##### Modifications des pertes de crédit sur les instruments financiers

En juin 2016, le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») a publié l'Accounting Standards Update (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. D'après l'évaluation d'OPG au 31 décembre 2022, cette mise à jour ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.

#### 4. 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>	2022	2021
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 582	692
Trésorerie soumise à restrictions	13	6
Total de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	1 595	698

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.

#### 5. IMMOBILISATIONS CORPORELLES, ACTIFS INCORPORELS ET AMORTISSEMENT

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2022	2021
Centrales nucléaires	18 585	18 246
Centrales hydroélectriques réglementées	10 781	10 272
Centrales de production hydroélectrique visée par contrat et autres centrales	6 671	6 281
Centrales d'Atura Power	3 453	3 314
Autres immobilisations corporelles	423	342
Constructions en cours	4 577	3 520
	44 490	41 975
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	12 521	11 471
Autres immobilisations corporelles	202	177
	12 723	11 648
	31 767	30 327

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2022	2021
Rénovation de la centrale Darlington	3 132	2 165
Projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long	221	317
Autres	1 224	1 038
	4 577	3 520

En 2022, les intérêts incorporés dans le coût des constructions en cours se sont élevés à 125 millions de dollars (82 millions de dollars en 2021) à un taux moyen de 3 % (3 % en 2021).

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

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Centrales nucléaires	77	59
Centrales hydroélectriques réglementées	9	10
Centrales de production hydroélectrique visée par contrat et autres centrales <sup>1</sup>	174	165
Centrales d'Atura Power <sup>1</sup>	125	126
Logiciels et autres actifs incorporels	507	441
Aménagement en cours	42	47
	<b>934</b>	<b>848</b>
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	89	70
Logiciels et autres actifs incorporels	351	302
	<b>440</b>	<b>372</b>
	<b>494</b>	<b>476</b>

<sup>1</sup> 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, pour les exercices clos les 31 décembre se présentait comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Amortissement des immobilisations corporelles	1 112	996
Amortissement des actifs incorporels	56	49
Montants comptabilisés dans les comptes d'écarts et de report réglementaires	(56)	(180)
Amortissement des actifs et passifs réglementaires ( <i>note 6</i> )	12	267
	<b>1 124</b>	<b>1 132</b>

## 6. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

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

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
<b>Actifs réglementaires</b>		
<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	<b>799</b>	979
Compte de report lié au nivellement des tarifs	<b>569</b>	531
Compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire	<b>403</b>	404
Compte de report des passifs nucléaires	<b>188</b>	-
Compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires	<b>111</b>	122
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	<b>101</b>	145
Autres comptes d'écarts et de report	<b>100</b>	91
	<b>2 271</b>	2 272
Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite ( <i>note 13</i> )	-	2 877
Impôts reportés ( <i>note 11</i> )	<b>1 753</b>	1 606
<b>Total des actifs réglementaires</b>	<b>4 024</b>	6 755
Moins : tranche à court terme	<b>227</b>	288
<b>Actifs réglementaires à long terme</b>	<b>3 797</b>	6 467
<b>Passifs réglementaires</b>		
<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	<b>460</b>	509
Compte d'écarts relatifs aux conditions hydrologiques	<b>172</b>	135
Compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie (31 décembre 2017) de la centrale Pickering	<b>80</b>	163
Compte d'écarts et de report relatif aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements pour la production nucléaire	<b>75</b>	80
Autres comptes d'écarts et de report	<b>227</b>	119
	<b>1 014</b>	1 006
Passif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite ( <i>note 13</i> )	<b>1 029</b>	-
Crédit net aux contribuables lié à la COVID-19	<b>31</b>	47
<b>Total des passifs réglementaires</b>	<b>2 074</b>	1 053
Moins : tranche à court terme	<b>215</b>	276
<b>Passifs réglementaires à long terme</b>	<b>1 859</b>	777

Dans l'ordonnance relative au montant des paiements de janvier 2022 concernant la demande d'OPG visant les nouveaux tarifs de base réglementés visant la production des centrales nucléaires de la Société pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2026, la CEO a approuvé le recouvrement d'un montant net total de 644 millions de dollars qui comprenait des montants comptabilisés dans les comptes réglementaires au 31 décembre 2019 et les incidences fiscales connexes liées au compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés. Le solde total net approuvé de 644 millions de dollars comprenait un montant de 787 millions de dollars en soldes recouvrables approuvés précédemment, mais pas encore autorisés pour recouvrement par la CEO, et de soldes remboursables nets nouvellement approuvés de 143 millions de dollars. L'incidence fiscale incluse pour le recouvrement était auparavant comptabilisée dans les actifs réglementaires pour les impôts reportés.

Dans le cadre de l'entente de règlement qui sous-tend l'ordonnance relative au montant des paiements versés en janvier 2022 de la CEO, OPG accordera aux contribuables un crédit d'un montant de 47 millions de dollars, lequel est lié à l'écart entre l'incidence favorable des revenus nets tirés de la production d'électricité, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration supplémentaires et les charges liées au combustible engagées par la Société en réponse à la pandémie de COVID-19 entre 2020 et 2021. Par conséquent, la Société a comptabilisé une augmentation correspondante des passifs réglementaires et une réduction du bénéfice net en 2021.

Les soldes approuvés des comptes réglementaires et les incidences connexes sur l'impôt sur le revenu pour le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés au 31 décembre 2019, ainsi que le crédit aux contribuables de 47 millions de dollars lié à la réponse à la pandémie de la Société seront recouverts ou remboursés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022 sur des périodes de trois à cinq ans au moyen d'avenants tarifaires sur la production d'électricité nucléaire et hydroélectrique réglementée entre le 1<sup>er</sup> janvier 2022 et le 31 décembre 2026. En se basant sur les périodes approuvées de recouvrement ou de remboursement, la CEO a autorisé OPG à recouvrer 73 millions de dollars au cours des exercices 2022 à 2024 et 189 millions de dollars au cours des exercices 2025 et 2026 en lien avec ces soldes.

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2022 et 2021, pour les soldes des comptes réglementaires dont la cession a été approuvée, l'amortissement des actifs réglementaires et des passifs réglementaires a été comptabilisé selon la méthode linéaire, d'après la partie des soldes dont le recouvrement ou le remboursement pendant la période applicable a été précédemment approuvée par les décisions et les ordonnances respectives de la CEO. Les écarts de recouvrement ou remboursement des soldes approuvés attribuables aux écarts entre la production d'électricité prévue aux fins de l'établissement des avenants tarifaires et la production d'électricité réelle en fonction de laquelle les avenants tarifaires sont recouverts sont comptabilisés dans le compte d'écarts et de report relatif aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements pour la production nucléaire et dans le compte semblable pour la production hydroélectrique autorisés par la CEO.

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2022 et 2021, 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 3,87 % par année pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 (de 0,57 % par année en 2021).

L'approbation de l'entente de règlement par la CEO a autorisé le maintien de tous les comptes réglementaires applicables existants en cours au 1<sup>er</sup> janvier 2022. Elle a également autorisé la création de nouveaux comptes réglementaires à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022 afin de comptabiliser ce qui suit :

- l'incidence financière du passage des PCGR des États-Unis aux IFRS et de leur mise en œuvre, dans le cas où OPG adopterait les IFRS à des fins de présentation de l'information financière afin de satisfaire aux exigences de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Ontario);
- l'incidence sur les besoins en revenus tirés de la production nucléaire des dépenses d'immobilisation et des charges d'exploitation du siège social alors prévu d'OPG à Clarington, en Ontario;
- 50 % des revenus réglementaires des activités réglementées d'OPG qui sont plus de 100 points de base au-dessus du rendement des capitaux propres reflété dans les tarifs de base réglementés approuvés par la CEO, évalués sur une base cumulative quinquennale sur la période de 2022 à 2026 et calculés sur la structure du capital présumée reflétée dans les tarifs réglementés.

Les variations des actifs et passifs réglementaires pour les exercices clos les 31 décembre ont été les suivantes :

(en millions de dollars)	Compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés	Compte de report lié au nivellement des tarifs	Compte d'écarts de production hydro-électrique de base excédentaire	Compte de report des passifs nucléaires	Compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires	Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	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 et de report relatif aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements pour la production nucléaire	Actif (passif) 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 <sup>er</sup> janvier 2021	921	508	481	7	15	166	(481)	(240)	(416)	(28)	5 199	1 437	30	7 599
Augmentation (diminution)	110	-	57	-	107	27	(148)	41	253	(27)	(2 322)	169	86	(1 647)
Intérêts	-	23	2	-	-	1	(3)	(1)	-	(1)	-	-	(4)	17
Amortissement	(52)	-	(136)	(7)	-	(49)	123	65	-	(24)	-	-	(187)	(267)
Actifs (passifs) réglementaires, montant net 31 décembre 2021	979	531	404	-	122	145	(509)	(135)	(163)	(80)	2 877	1 606	(75)	5 702
Augmentation (diminution)	(3)	19	48	188	(13)	(16)	(14)	(71)	-	(2)	(3 906)	147	(126)	(3 749)
Intérêts	-	19	7	-	3	1	(8)	(3)	-	(2)	-	-	(8)	9
Amortissement	(177)	-	(56)	-	(1)	(29)	71	37	83	9	-	-	51	(12)
Actifs (passifs) réglementaires, montant net 31 décembre 2022	799	569	403	188	111	101	(460)	(172)	(80)	(75)	(1 029)	1 753	(158)	1 950

**a) Compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés**

Le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés a été créé initialement par la décision de novembre 2014 et l'ordonnance de décembre 2014 de la CEO, et a été maintenu par les décisions et des ordonnances de la CEO concernant la demande d'OPG visant les tarifs réglementés pour la période de 2017 à 2021. Pour la période du 1<sup>er</sup> novembre 2014 au 31 décembre 2021, ce compte de report comptabilisait, pour les centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées, la différence entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG calculés au moyen de la méthode de la comptabilité d'engagement selon les PCGR des États-Unis et les dépenses au comptant réelles correspondantes d'OPG pour ces régimes.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2022, le compte continue de servir à comptabiliser l'écart ci-dessus pour les centrales électriques réglementées. Les tarifs de base réglementés et approuvés des centrales nucléaires pour la période de 2022 à 2026 reflètent le recouvrement des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite selon la méthode de la comptabilité d'engagement et, par conséquent, le compte sert à comptabiliser uniquement l'amortissement des soldes des centrales nucléaires dont le recouvrement a été approuvé par la CEO depuis cette date. Comme il est mentionné à la note 3, la Société a comptabilisé le montant réservé dans le compte de report à titre d'actif réglementaire.

Conformément aux exigences des PCGR des États-Unis, OPG comptabilise un actif réglementaire pour la partie des coûts des avantages complémentaires de retraite reportés et comptabilisés dans le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés, dans la mesure où le recouvrement de ces coûts commence dans les 5 ans et s'achève dans les 20 ans suivant la période au cours de laquelle les coûts ont été engagés, pourvu que le recouvrement à l'intérieur de ces limites n'entraîne pas d'augmentation des tarifs pour un exercice futur qui soit supérieure à celle de l'exercice précédent. Compte tenu du recouvrement des soldes du compte de report de la différence entre le coût comptabilisé des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés approuvé par la CEO, OPG continue de respecter les exigences ci-dessus en matière de comptabilisation continue des actifs réglementaires pour la partie des coûts des avantages complémentaires de retraite reportés.

**b) Compte de report lié au nivellement des tarifs**

Le compte de report lié au nivellement des tarifs a été créé par les décisions et les ordonnances liées à la demande de la CEO pour les tarifs réglementés de 2017 à 2021 en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05* afin de comptabiliser, aux fins de recouvrement futur, une partie des besoins de revenus annuels approuvés par la CEO pour les centrales nucléaires d'OPG pour la période du 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> janvier 2017. Selon le règlement, des intérêts à un taux à long terme correspondant au coût des emprunts à long terme d'OPG approuvé par la CEO, composé annuellement, sont comptabilisés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs. Le règlement exige que la CEO autorise le recouvrement du solde du compte selon la méthode linéaire sur une période ne pouvant excéder dix ans après la fin des travaux de réfection de la centrale Darlington.

OPG comptabilise les montants positifs ou négatifs reportés selon l'approche de nivellement des tarifs et comptabilisés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs à titre respectivement d'augmentation ou de diminution de l'actif réglementaire dans le compte de report et d'augmentation ou de diminution des revenus au cours de la période à laquelle les besoins en revenus approuvés sous-jacents se rapportent.

Les décisions et les ordonnances de la CEO ont établi une méthode de nivellement des tarifs et les tarifs de base réglementés de la production nucléaire pour la période de 2022 à 2026 en découlant, de sorte que des besoins en revenus de la production nucléaire approuvés d'un montant de 19 millions de dollars ont été reportés en 2022 et d'un montant de 64 millions de dollars qui seront reportés en 2023. La CEO a déterminé qu'aucun montant des besoins en revenus pour la production nucléaire ne devait être reporté pour 2024 à 2026.

#### c) Compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire

Le compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire comprend l'incidence de la production abandonnée des centrales hydroélectriques réglementées d'OPG en raison des conditions de production de base excédentaire.

#### d) Compte de report des passifs nucléaires

En vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO a autorisé le compte de report des passifs nucléaires 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.

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2022, la Province a approuvé le plan de référence mis à jour en vertu de l'ONFA pour la période de 2022 à 2026 (plan de référence de 2022 en vertu de l'ONFA). Étant donné que les tarifs réglementés en vigueur pour la période de 2022 à 2026 ne tiennent pas compte de l'incidence du plan de référence de 2022 en vertu de l'ONFA, OPG a comptabilisé des actifs réglementaires de 188 millions de dollars relatifs au compte de report des passifs nucléaires en 2022, ce qui représente l'incidence sur les besoins en revenus des centrales nucléaires Darlington et Pickering découlant du plan de référence de 2022 approuvé en vertu de l'ONFA. OPG continuera de comptabiliser les ajouts au compte de report des passifs nucléaires jusqu'à ce que les incidences découlant du plan de référence de 2022 approuvé en vertu de l'ONFA soient prises en compte par la CEO au moment de l'établissement des nouveaux tarifs de base réglementés des centrales nucléaires à l'avenir.

Les composantes des actifs réglementés comptabilisées dans le compte de report au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, ainsi que les réductions des charges correspondantes, se présentent comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>2022</b>
Charges liées au combustible	<b>17</b>
Charges variables liées à la gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité <sup>1</sup>	<b>21</b>
Amortissement	<b>79</b>
Rendement de la base tarifaire <sup>2</sup>	<b>13</b>
Impôts sur le résultat	<b>58</b>
	<b>188</b>

<sup>1</sup> Montant comptabilisé en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.

<sup>2</sup> Montant comptabilisé en réduction de la désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires.

#### **e) Compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires**

Jusqu'au 31 décembre 2021, le compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires comptabilisait les écarts entre les coûts réels autres qu'en capital engagés et les engagements financiers fermes pris pendant la planification et la préparation de l'aménagement de nouveaux projets de centrales nucléaires et les prévisions de ces coûts incluses dans les tarifs réglementés approuvés par la CEO. Dans une décision de novembre 2021, la CEO a déterminé que les coûts autres qu'en capital liés au développement d'un petit réacteur modulaire au site du nouveau projet nucléaire de Darlington ont été comptabilisés de façon appropriée dans le compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires pour recouvrement à venir, sous réserve d'un examen du critère de prudence.

En novembre 2021, la Province a modifié le *Règlement de l'Ontario 53/05* de manière que, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022, le compte comptabilisera également les différences entre l'incidence sur les besoins en revenus des coûts en capital engagés et les engagements financiers fermes faits pour les nouveaux projets de centrales nucléaires et les besoins en revenus correspondant reflétés dans les tarifs réglementés approuvés par la CEO.

#### **f) Compte d'écarts des 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.

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

Pour la période du 1<sup>er</sup> novembre 2014 au 31 décembre 2021, le compte d'écarts lié aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite a comptabilisé, pour les centrales hydroélectriques et nucléaires réglementées, les écarts entre les cotisations réelles d'OPG au régime de retraite 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.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2022, le compte continue de servir à comptabiliser l'écart ci-dessus pour les centrales électriques réglementées. Les tarifs de base réglementés et approuvés des centrales nucléaires pour la période de 2022 à 2026 reflètent le recouvrement des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite selon la méthode de la comptabilité d'engagement et, par conséquent, le compte sert à comptabiliser uniquement l'amortissement des soldes des centrales nucléaires dont le recouvrement a été approuvé par la CEO depuis de cette date.

#### **h) 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.

**i) 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<sup>er</sup> janvier 2018 par suite de la demande d'OPG sollicitant une ordonnance comptable afin de créer un nouveau compte de report pour y consigner les incidences sur les besoins en revenus des centrales nucléaires Darlington et Pickering qu'auront les variations des passifs nucléaires et de la dotation aux amortissements par suite de la prolongation des durées de vie utile estimatives de la centrale nucléaire Pickering aux fins comptables, entré en vigueur le 31 décembre 2017. Ces incidences n'étaient pas prises en compte dans les tarifs réglementés en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> juin 2017. Ces incidences ont été inscrites dans le compte de report jusqu'au 31 décembre 2021, puisque les nouveaux tarifs réglementés entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2022 reflètent les changements correspondant dans les passifs nucléaires et de la dotation aux amortissements. Par conséquent, le compte sert à comptabiliser uniquement l'amortissement des soldes dont le recouvrement a été approuvé par la CEO depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2022.

**j) Compte d'écarts et de report relatif aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements pour la production nucléaire**

Ce compte comprend les écarts de recouvrement des soldes approuvés imputés dans les comptes d'écarts et de report des centrales nucléaires attribuables aux écarts entre la production d'électricité prévue des centrales nucléaires aux fins de l'établissement d'avenants tarifaires pour le recouvrement ou le remboursement de ces soldes et la production d'électricité réelle des centrales nucléaires en fonction de laquelle les avenants tarifaires sont recouverts.

**k) Actif réglementaire et passif réglementaire au titre des régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite**

L'actif réglementaire et le passif 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 remboursés aux clients à même les tarifs réglementés futurs. L'actif réglementaire ou le passif réglementaire est réduit à mesure que les soldes non amortis sous-jacents sont amortis comme des composantes du coût des prestations. Se reporter à la note 3, sous la rubrique *Comptabilisation des activités à tarifs réglementés*, pour en savoir plus. Les montants du cumul des autres éléments du résultat étendu qui se rapportent aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite sont présentés à la note 13.

**l) Impôts reportés**

OPG est tenue de comptabiliser un actif réglementaire ou un passif réglementaire au titre des impôts reportés qui devraient être recouverts ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle pour l'électricité produite par les installations réglementées d'OPG. De plus, OPG est tenue de constater un passif ou actif d'impôts reportés pour l'actif réglementaire ou le passif réglementaire au titre du montant d'impôts reportés devant être inclus dans les tarifs réglementés futurs et recouverts auprès des consommateurs ou payé à ceux-ci. Il est question des impôts sur les bénéfices à la note 11.

### m) Autres comptes d'écarts et de report

Aux 31 décembre 2022 et 2021, les actifs et passifs réglementaires au titre des autres comptes d'écarts et de report comprenaient des montants pour les éléments suivants :

Actif réglementaire	Description
Compte d'écarts et de report relatif aux montants recouvrés en trop et aux sous-recouvrements pour la production hydroélectrique	Ce compte comprend les écarts de recouvrement des soldes approuvés imputés dans les comptes d'écarts et de report des centrales hydroélectriques attribuables aux écarts entre la production d'électricité prévue des centrales hydroélectriques aux fins de l'établissement d'avenants tarifaires pour le recouvrement ou le remboursement de ces soldes et la production d'électricité réelle des centrales hydroélectriques en fonction de laquelle les avenants tarifaires sont recouvrés.
Compte d'écarts de mise à niveau de la capacité	Conformément au <i>Règlement de l'Ontario 53/05</i> , la CEO a autorisé le compte d'écarts de mise à niveau de la capacité à saisir les écarts, par rapport aux prévisions, qui sont reflétées dans les tarifs réglementés pour le coût en capital et les coûts autres qu'en capital engagés dans une ou plusieurs centrales réglementées d'OPG pour accroître leur production, les rénover ou ajouter de la capacité, y compris les écarts des coûts liés à la remise en état de la centrale Darlington, aux initiatives de prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire Pickering et à d'autres projets admissibles.
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 de report lié aux coûts de fermeture de la centrale Pickering	Ce compte a été créé conformément au <i>Règlement de l'Ontario 53/05</i> afin de comptabiliser les coûts liés à l'emploi ainsi que les coûts autres qu'en capital associés aux services de tiers fournisseurs engagés par OPG avant ou après la fermeture de la centrale Pickering, sauf les coûts admissibles à un remboursement à même les Fonds distincts nucléaires ou qui sont déjà reflétés dans les tarifs réglementés approuvés par la CEO.
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 <sup>er</sup> 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.

<b>Passif réglementaire</b>	<b>Description</b>
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 des CII aux fins de la RS&DE	Ce compte comprend l'incidence de la charge d'impôts pour les centrales nucléaires découlant des écarts 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 pour les centrales nucléaires.
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 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 sert à comptabiliser les frais financiers asymétriques en faveur des consommateurs relativement à la différence entre les coûts comptabilisés au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite qui sont recouverts à même les tarifs réglementés et les montants au comptant versés à l'égard des régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite, y compris les montants recouverts du compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés.

Passif réglementaire	Description
Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	<p>Ce compte a été créé afin de comptabiliser, pour les centrales hydroélectriques et nucléaires réglementées, les écarts entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG établis selon la méthode de la comptabilité d'engagement ainsi que les incidences fiscales connexes, et les coûts prévus correspondants inclus dans les tarifs réglementés alors en vigueur. En se fondant sur ses décisions rendues en novembre 2014 et décembre 2017 qui ont établi que les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite compris dans les tarifs réglementés d'OPG établis par ces décisions seraient limités aux cotisations estimées de la Société au régime de retraite agréé et aux charges prévues au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires pour les activités à tarifs réglementés, la CEO a ordonné que l'amortissement pour le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite soit comptabilisé uniquement pour la période du 1<sup>er</sup> novembre 2014 au 31 décembre 2021, le cas échéant.</p> <p>Puisque les tarifs de base approuvés des centrales nucléaires réglementées pour la période de 2022 à 2026 reflètent le recouvrement des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraites calculés selon la méthode de la comptabilité d'engagement, ce compte a recommencé à comptabiliser l'écart susmentionné pour les centrales nucléaires avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2022, tel qu'approuvé par la CEO.</p>
Compte de report des incidences découlant de l'optimisation dans les dates de fin de vie de la centrale de Pickering	<p>Ce compte a été créé par la CEO le 1<sup>er</sup> janvier 2021 afin de comptabiliser les incidences sur les besoins en revenus des centrales nucléaires Darlington et Pickering qu'auront les variations des passifs nucléaires et de l'amortissement par suite des modifications des durées de vie utile estimatives de la centrale de Pickering aux fins comptables, y compris celle entrées en vigueur le 31 décembre 2020.</p>

## 7. 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>	2022	2021
Solde d'ouverture aux 1 <sup>er</sup> janvier	161	162
Écarts de change	11	(1)
<b>Solde de clôture aux 31 décembre</b>	<b>172</b>	<b>161</b>

Le goodwill doit être soumis à un test de dépréciation annuel à la même date chaque année. Au quatrième trimestre de 2022, 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.

## 8. 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>	Taux d'intérêt moyen pondéré	Échéance	2022	2021
Programme de billets à moyen terme <sup>1</sup>				
Billets de premier rang	3,28 %	2025 - 2051	4 650	4 350
Billets à payer en vertu des facilités de crédit du siège social <sup>1</sup>				
Billets de premier rang	3,67 %	2023 - 2048	2 618	2 690
UMH Energy Partnership <sup>2</sup>				
Billets de premier rang	7,59 %	2041	166	169
PSS Generating Station Limited Partnership <sup>3</sup>				
Billets de premier rang	4,80 %	2067	245	245
Lower Mattagami Energy Limited Partnership <sup>4</sup>				
Billets de premier rang	3,85 %	2024 - 2052	1 995	1 745
OPG Eagle Creek Holdings LLC et filiales <sup>5</sup>				
Billets de premier rang	4,84 %	2025 - 2030	486	471
Autres			25	25
			<b>10 185</b>	<b>9 695</b>
Plus : prime associée à la juste valeur, montant net			7	10
Moins : frais d'émission d'obligations non amortis			(40)	(39)
Moins : tranche des montants à payer échéant à moins d'un an			(43)	(179)
<b>Dettes à long terme</b>			<b>10 109</b>	<b>9 487</b>

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> 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.

<sup>4</sup> Ces billets sont garantis par les actifs du projet Lower Mattagami River, y compris les installations en exploitation existantes et nouvelles.

<sup>5</sup> Ces billets sont garantis par les actifs correspondants de la filiale respective.

OPG a remboursé un montant de 72 millions de dollars sur la dette à long terme, déduction faite des emprunts, en vertu des facilités de crédit du siège social de la Société au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Le 14 juillet 2022, OPG a procédé à une émission d'obligations vertes totalisant 300 millions de dollars en vertu de son programme de billets à moyen terme. L'émission comprenait des billets de premier rang échéant en juillet 2032 dont le taux d'intérêt nominal est de 4,92 %.

Le 31 octobre 2022, Lower Mattagami Energy Limited Partnership (LME), filiale à part entière d'OPG, a clôturé un placement privé au moyen de l'émission d'obligations vertes de 250 millions de dollars, venant à échéance en octobre 2033 et dont le taux d'intérêt nominal est de 4,85 %.

### Intérêts débiteurs, montant net

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2022	2021
Intérêt sur la dette à long terme	369	371
Intérêt sur la dette à court terme	12	12
Produits d'intérêts	(64)	(39)
Intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	(125)	(82)
Intérêts liés aux actifs réglementaires et aux passifs réglementaires <sup>1</sup>	(16)	(29)
<b>Intérêts débiteurs, montant net</b>	<b>176</b>	<b>233</b>

<sup>1</sup> 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 2022 se sont établis à 359 millions de dollars (371 millions de dollars en 2021), dont une tranche de 347 millions de dollars (359 millions de dollars en 2021) 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 LME, de Lower Mattagami Limited Partnership (LMLP) et d'Eagle Creek s'élevait à 4 799 millions de dollars au 31 décembre 2022 (4 600 millions de dollars au 31 décembre 2021).

## 9. DETTE À COURT TERME

Les facilités de crédit confirmées et les dates d'échéance s'établissaient comme suit au 31 décembre 2022 :

<i>(en millions de dollars)</i>	Montant	Échéance
<b>Facilités bancaires :</b>		
Siège social	1 892	Mai 2027 et septembre 2027 <sup>1, 5</sup>
Siège social                      Dollars américains	750	Novembre 2023 <sup>2</sup>
Lower Mattagami Energy Limited Partnership	400	Août 2027 <sup>3</sup>
OPG Eagle Creek Holdings LLC et ses filiales      Dollars américains	25	Août 2023 et octobre 2028 <sup>4</sup>
<b>Facilité conclue avec la SFIEO<sup>5</sup></b>	<b>750</b>	<b>Décembre 2026</b>

<sup>1</sup> Représente les montants disponibles en vertu de la facilité, déduction faite des émissions de dette. Sur le total des facilités de crédit, une tranche de 1 000 millions de dollars vient à échéance en mai 2027 et une tranche de 892 millions de dollars devrait venir à échéance en septembre 2027, sous réserve de certaines conditions.

<sup>2</sup> 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 2023.

<sup>3</sup> Une lettre de crédit de 60 millions de dollars était en cours au 31 décembre 2022 en vertu de cette facilité.

<sup>4</sup> Une tranche de 5 millions de dollars de la facilité de crédit vient à échéance en août 2023 et une tranche de 20 millions de dollars, en octobre 2028.

<sup>5</sup> Représente les montants disponibles en vertu de la facilité, déduction faite des émissions de dette.

Le 29 août 2022, OPG a conclu une facilité de crédit non renouvelable de 970 millions de dollars. La période de disponibilité pour emprunter sur cette facilité devrait prendre fin en septembre 2027 et l'encours de la facilité devrait venir à échéance en septembre 2042, sous réserve de certaines conditions.

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

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Lower Mattagami Energy Limited Partnership	<b>65</b>	125
Papier commercial de la Société	-	57
<b>Total de la dette à court terme</b>	<b>65</b>	182

Au 31 décembre 2022, des lettres de crédit totalisant 439 millions de dollars avaient été émises (530 millions de dollars au 31 décembre 2021). Au 31 décembre 2022, ce montant comprenait une tranche de 298 millions de dollars à l'égard des régimes de retraite complémentaires, une tranche de 15 millions de dollars à l'égard d'Eagle Creek et de ses filiales, une tranche de 60 millions de dollars à l'égard de LME, une tranche de 44 millions de dollars aux fins générales du siège social, une tranche de 16 millions de dollars à l'égard d'UMH, une tranche de 5 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 2022, le remboursement net de dette à court terme s'est élevé à 118 millions de dollars (remboursement net de 870 millions de dollars en 2021), c'est-à-dire des émissions de 1 551 millions de dollars (3 615 millions de dollars en 2021) et des remboursements de 1 669 millions de dollars (4 485 millions de dollars en 2021).

Au 31 décembre 2022, le taux d'intérêt moyen pondéré de la dette à court terme s'établissait à 4,55 % (0,28 % au 31 décembre 2021).

## 10. 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>	2022	2021
Passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié	14 327	13 744
Passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité	9 699	9 371
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	289	300
<b>Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires</b>	<b>24 315</b>	<b>23 415</b>

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>	2022	2021
Passifs au début de l'exercice	23 415	22 947
Augmentation des passifs en raison de la désactualisation <sup>1</sup>	1 127	1 105
Diminution des passifs résultant du processus de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA	-	(327)
Diminution des passifs reflétant les changements d'estimation des passifs liés aux centrales thermiques et autres ajustements	(11)	(35)
Augmentation des passifs en raison des charges liées au combustible nucléaire irradié et à la gestion des déchets nucléaires et d'autres charges <sup>1</sup>	201	183
Passifs réglés par les dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires au cours de l'exercice	(417)	(458)
<b>Passifs à la fin de l'exercice</b>	<b>24 315</b>	<b>23 415</b>

<sup>1</sup> Les montants ne tiennent pas compte de l'incidence des comptes réglementaires.

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires se composent des coûts qu'OPG prévoit engager jusqu'à la date de fin des activités et de fermeture, et par la suite, des centrales nucléaires, thermiques et solaires et d'autres installations. Des coûts seront engagés pour la préparation à l'arrêt sécuritaire et pour l'arrêt sécuritaire des centrales nucléaires, le démantèlement, la démolition et l'évacuation des installations et du matériel, la décontamination et la réfection des sites et la gestion courante et à long terme du combustible nucléaire irradié et des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité.

L'établissement du montant à comptabiliser pour les coûts d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires exige la formulation d'hypothèses importantes, car ces programmes s'échelonnent sur bon nombre d'années. La dernière mise à jour complète des estimations des coûts des passifs nucléaires a été complétée en décembre 2021 et est incluse dans le plan de référence de 2022 en vertu de l'ONFA. Au 31 décembre 2021, la mise à jour a entraîné une diminution des passifs nucléaires d'environ 327 millions de dollars et une baisse nette correspondante des coûts de mise hors service inscrits dans la valeur comptable des immobilisations nucléaires afin de refléter les variations des coûts estimatifs découlant du processus de mise à jour du plan de référence de 2022 en vertu de l'ONFA. La diminution des passifs au 31 décembre 2021 a été déterminée en actualisant la diminution nette des flux de trésorerie futurs non actualisés établie à partir d'un taux d'actualisation moyen pondéré de 4,87 % reflété dans le passif existant. Les taux de hausse des coûts utilisés afin de déterminer les flux de trésorerie futurs non actualisés reflétés dans l'ajustement des passifs nucléaires au 31 décembre 2021 se situaient entre 2,0 % et 3,4 %.

OPG procède à un examen complet des hypothèses sous-jacentes et des estimations des coûts de base au moins une fois tous les cinq ans parallèlement au processus requis de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA.

Aux fins du calcul des passifs nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2022, 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 75 prochaines années environ. Les estimations des passifs nucléaires englobent notamment les flux de trésorerie estimatifs liés au déclassement des centrales nucléaires pour une période d'environ 40 ans après la fermeture des centrales et jusqu'en 2089 pour ce qui est du stockage du combustible nucléaire irradié dans le dépôt de déchets supposé à long terme, suivi d'une longue période de surveillance.

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

#### **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 asséchés et déchargés aussitôt après la mise à l'arrêt des activités de la centrale et resteront en état d'arrêt sécuritaire pendant 30 ans avant leur démantèlement sur environ 10 ans.

Les coûts de la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité sur leur cycle de vie comprennent les coûts du traitement et du stockage de ces matières pendant et après l'exploitation des centrales nucléaires ainsi que les coûts de leur gestion définitive à long terme. Les hypothèses utilisées pour établir l'obligation à l'égard de ces coûts comptabilisés dans les états financiers consolidés comprennent une hypothèse de stratégie de cession conceptuelle à long terme, laquelle continuera de s'appuyer sur le processus d'OPG en cours visant à explorer des solutions de rechange pour la gestion à long terme sécuritaire des déchets de faible activité et de moyenne activité par suite de la décision prise par la Société en 2020 d'annuler la proposition de dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité à Kincardine, en Ontario. OPG continuera d'évaluer les hypothèses et les estimations sous-jacentes en fonction de l'information disponible, y compris les développements liés à l'examen en

cours de la politique canadienne en matière de déchets radioactifs annoncée par le gouvernement fédéral et l'élaboration d'une stratégie intégrée pour la gestion à long terme des déchets radioactifs au Canada.

### 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 déclasser les 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 déclasser les centrales nucléaires et la gestion à long terme des déchets nucléaires. Le Fonds distinct pour combustible irradié et le Fonds distinct de déclasser ont été établis aux termes de l'ONFA à cette fin. OPG verse des cotisations aux Fonds distincts nucléaires selon le plan de référence en vigueur approuvé en vertu de l'ONFA. Les plans de référence en vertu de l'ONFA et les calendriers de contributions connexes doivent être approuvés par la Province.

Conformément aux plans de référence en vigueur en vertu de l'ONFA, OPG fait des versements au Fonds distinct pour combustible irradié sur la durée de vie estimative de ses centrales nucléaires, comme il est précisé dans l'ONFA, y compris des cotisations à la Fiducie en vertu de la LDCN de l'Ontario (la Fiducie en vertu de la LDCN) 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 déclasser, qui était entièrement capitalisé au moment de sa création par une cotisation initiale versée par la SFIEO, et, compte tenu du rendement des actifs et des changements au fil du temps à l'obligation de capitalisation sous-jacente, au moment de l'entrée en vigueur de chaque plan de référence subséquent approuvé en vertu de l'ONFA.

Puisque la situation de capitalisation du Fonds distinct pour combustible irradié et du Fonds distinct de déclasser reflète le passif estimatif pour le cycle de vie inclus dans le plan de référence de 2022 en vertu de l'ONFA, aucune cotisation à l'un ou l'autre fonds n'est requise. 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.

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 déclasser les 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. En décembre 2022, la CNSC a approuvé l'exigence de garantie financière proposée par OPG pour la période de 2023 à 2027, qui sera satisfaite au moyen de 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 2023 à 2027, 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 en vigueur en vertu de l'ONFA, aux 31 décembre 2022 et 2021, 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 2022 et 2021 était limité à la valeur du passif de capitalisation sous-jacent conformément au plan de référence en vigueur en vertu de l'ONFA, majoré de 50 % de l'excédent dépassant 120 % jusqu'à concurrence du montant, le cas échéant, par lequel le Fonds distinct pour combustible irradié était sous-capitalisé. Ce montant à payer à la Province pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du Fonds distinct de déclassement était inférieur à la cible de rendement, ou si un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA était approuvé avec un passif de capitalisation sous-jacent plus élevé ou le montant de la sous-capitalisation, s'il y a lieu, du Fonds distinct pour combustible irradié augmentait.

### Fonds distinct pour combustible irradié

OPG est responsable de l'accroissement du passif de capitalisation pour la gestion du combustible irradié en vertu de l'ONFA, sous réserve des seuils de passif progressifs précisés, selon lesquels la Province limite le risque financier total d'OPG pour les premiers 2,23 millions de grappes de combustible nucléaire irradié à une valeur en dollars courants d'environ 21,3 milliards de dollars au 31 décembre 2022. 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 du bilan consolidé. 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 en vigueur en vertu de l'ONFA, le Fonds distinct pour combustible irradié était surcapitalisé aux 31 décembre 2022 et 2021. Le montant à payer à la Province comptabilisé pour le fonds aux 31 décembre 2022 et 2021 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	
	2022	2021
Fonds distinct de déclassement	11 681	12 386
Montant à payer à la Province – Fonds distinct de déclassement	(2 762)	(3 775)
	<b>8 919</b>	8 611
Fonds distinct pour combustible irradié <sup>1</sup>	15 199	16 080
Montant à payer à la Province – Fonds distinct pour combustible irradié	(3 412)	(4 815)
	<b>11 787</b>	11 265
Total des Fonds distincts nucléaires	<b>20 706</b>	19 876
Moins : tranche à court terme	(51)	(69)
Fonds distincts nucléaires à long terme	<b>20 655</b>	19 807

<sup>1</sup> Au 31 décembre 2022, la Fiducie en vertu de la LDCN représentait 4 404 millions de dollars (5 025 millions de dollars au 31 décembre 2021) 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	
	2022	2021
Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme	332	366
Titres immobiliers	6 577	4 890
Fonds en gestion commune	2 748	3 166
Titres de capitaux propres négociables	10 880	12 591
Titres à revenu fixe	6 241	7 410
Débiteurs/créditeurs, montant net	102	43
	<b>26 880</b>	28 466
Moins : montant à payer à la Province	(6 174)	(8 590)
	<b>20 706</b>	19 876

Le coût historique, la plus-value et la moins-value totales latentes brutes des 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>	<b>2022</b>		<b>Total</b>
	<b>Fonds distinct de déclassement</b>	<b>Fonds distinct pour combustible irradié</b>	
Coût historique	9 865	12 910	22 775
Gains latents bruts (pertes latentes brutes)			
Total de la plus-value	2 333	2 900	5 233
Total de la moins-value	(804)	(989)	(1 793)
Change	287	378	665
	<b>11 681</b>	<b>15 199</b>	<b>26 880</b>
Moins : montant à payer à la Province	(2 762)	(3 412)	(6 174)
	<b>8 919</b>	<b>11 787</b>	<b>20 706</b>
Total de la juste valeur	8 919	11 787	20 706
Moins : tranche à court terme	(21)	(30)	(51)
	<b>8 898</b>	<b>11 757</b>	<b>20 655</b>

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>2021</b>		<b>Total</b>
	<b>Fonds distinct de déclassement</b>	<b>Fonds distinct pour combustible irradié</b>	
Coût historique	9 516	12 508	22 024
Gains latents bruts (pertes latentes brutes)			
Total de la plus-value	3 002	3 723	6 725
Total de la moins-value	(143)	(180)	(323)
Change	11	29	40
	<b>12 386</b>	<b>16 080</b>	<b>28 466</b>
Moins : montant à payer à la Province	(3 775)	(4 815)	(8 590)
	<b>8 611</b>	<b>11 265</b>	<b>19 876</b>
Total de la juste valeur	8 611	11 265	19 876
Moins : tranche à court terme	(17)	(52)	(69)
	<b>8 594</b>	<b>11 213</b>	<b>19 807</b>

Les gains ou pertes réalisés et latents nets sur les placements dans les Fonds distincts nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre se présentaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>2022</b>		<b>Total</b>
	<b>Fonds distinct de déclassement</b>	<b>Fonds distinct pour combustible irradié</b>	
<b>Gains réalisés, montant net</b>			
Gains réalisés nets, à l'exclusion du change	216	291	507
Pertes de change réalisées, montant net	(15)	(22)	(37)
<b>Gains réalisés, montant net</b>	<b>201</b>	<b>269</b>	<b>470</b>
<b>Pertes latentes, montant net</b>			
Pertes latentes nettes, à l'exclusion du change	(1 320)	(1 631)	(2 951)
Gains de change latents, montant net	266	348	614
<b>Pertes latentes, montant net</b>	<b>(1 054)</b>	<b>(1 283)</b>	<b>(2 337)</b>

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>2021</b>		<b>Total</b>
	<b>Fonds distinct de déclassement</b>	<b>Fonds distinct pour combustible irradié</b>	
<b>Gains réalisés, montant net</b>			
Gains réalisés nets, à l'exclusion du change	604	774	1 378
Pertes de change réalisées, montant net	(36)	(42)	(78)
<b>Gains réalisés, montant net</b>	<b>568</b>	<b>732</b>	<b>1 300</b>
<b>Gains latents, montant net</b>			
Gains latents nets, à l'exclusion du change	621	807	1 428
Pertes de change latentes, montant net	(155)	(223)	(378)
<b>Gains latents, montant net</b>	<b>466</b>	<b>584</b>	<b>1 050</b>

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

<i>(en millions de dollars)</i>	Juste valeur	
	2022	2021
Fonds distinct de déclassement au début de l'exercice	8 611	8 245
(Diminution) augmentation du fonds en raison du rendement des placements	(632)	1 246
Diminution du fonds en raison du remboursement des dépenses admissibles	(73)	(54)
Diminution (augmentation) du montant à payer à la Province	1 013	(826)
<b>Fonds distinct de déclassement à la fin de l'exercice</b>	<b>8 919</b>	<b>8 611</b>
Fonds distinct pour combustible irradié au début de l'exercice	11 265	10 851
(Diminution) augmentation du fonds en raison du rendement des placements	(734)	1 593
Diminution du fonds en raison du remboursement des dépenses admissibles	(147)	(129)
Diminution (augmentation) du montant à payer à la Province	1 403	(1 050)
<b>Fonds distinct pour combustible irradié à la fin de l'exercice</b>	<b>11 787</b>	<b>11 265</b>

Le rendement des Fonds distincts nucléaires comptabilisé en 2022 et en 2021 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>	2022	2021
Fonds distinct de déclassement	381	420
Fonds distinct pour combustible irradié	669	543
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	(19)	4
<b>Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires</b>	<b>1 031</b>	<b>967</b>

## 11. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. La Société comptabilise un actif ou passif réglementaire correspondant pour les impôts reportés qui devraient être recouverts ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle pour l'électricité produite par les installations réglementées d'OPG.

Le rapprochement du taux d'imposition effectif et du taux prévu par la loi pour les exercices clos les 31 décembre se présentait comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2022	2021
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	1 994	1 583
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	528	420
(Diminution) augmentation des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Charge d'impôts reportée dans les actifs et passifs réglementaires	(142)	(136)
Crédits d'impôt à l'investissement sur les dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental	(22)	(33)
Crédit de fabrication et de traitement	(30)	(24)
Provision pour moins-value	(1)	12
Autres	10	-
	(185)	(181)
Charge d'impôts	343	239
Taux d'imposition effectif	17,2 %	15,1 %

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2022	2021
Charge d'impôts exigibles	340	249
Charge (recouvrement) d'impôts reportés	3	(10)
Charge d'impôts	343	239

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>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
<b>Actifs d'impôts reportés :</b>		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	<b>6 057</b>	5 832
Autres actifs et passifs	<b>1 539</b>	2 191
Provision pour moins-value	<b>(59)</b>	(56)
	<b>7 537</b>	7 967
<b>Passifs d'impôts reportés :</b>		
Immobilisations corporelles et actifs incorporels	<b>(3 144)</b>	(2 949)
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	<b>(5 177)</b>	(4 969)
Autres actifs et passifs	<b>(1 113)</b>	(1 683)
	<b>(9 434)</b>	(9 601)
<b>Passifs d'impôts reportés nets</b>	<b>(1 897)</b>	(1 634)

Au 31 décembre 2022, OPG avait des pertes fiscales de 44 millions de dollars aux États-Unis (46 millions de dollars au 31 décembre 2021) qui, si elles ne sont pas utilisées, viendront à échéance entre 2033 et 2037, ainsi que des pertes fiscales de 694 millions de dollars (622 millions de dollars au 31 décembre 2021) aux États-Unis ne comportant pas d'échéance.

En 2022, OPG a comptabilisé une augmentation de 147 millions de dollars (169 millions de dollars en 2021) du passif d'impôts reportés pour tenir compte des impôts qui devraient être recouverts à même les tarifs réglementés facturés à la clientèle et une augmentation correspondante de l'actif réglementaire au titre des impôts reportés. En conséquence, la charge d'impôts reportés pour 2022 et 2021 n'a pas été touchée.

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

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
<b>Aux 1<sup>er</sup> janvier :</b>		
Passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	<b>1 203</b>	1 076
Passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés à l'actif réglementaire au titre des passifs d'impôts reportés	<b>403</b>	361
	<b>1 606</b>	1 437
<b>Variations au cours de l'exercice :</b>		
Augmentation des passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	<b>111</b>	127
Augmentation des passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés à l'actif réglementaire au titre des passifs d'impôts reportés	<b>36</b>	42
<b>Solde aux 31 décembre</b>	<b>1 753</b>	1 606

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>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Économies d'impôts non constatées au début de l'exercice	<b>108</b>	95
Ajouts	<b>10</b>	32
Réductions	<b>(3)</b>	(19)
<b>Économies d'impôts non constatées à la fin de l'exercice</b>	<b>115</b>	108

Au 31 décembre 2022, les économies d'impôts non constatées d'OPG s'élevaient à 115 millions de dollars (108 millions de dollars au 31 décembre 2021), 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 2022, OPG avait comptabilisé des intérêts sur les économies d'impôts non constatées de 25 millions de dollars (16 millions de dollars au 31 décembre 2021). OPG considère que sa domiciliation fiscale principale est le Canada pour ses entités canadiennes et les États-Unis pour ses filiales américaines. OPG demeure assujettie à des contrôles fiscaux pour les exercices postérieurs à 2016 au Canada, tandis que certaines de ses filiales américaines en propriété exclusive demeurent assujetties à des contrôles fiscaux de l'impôt fédéral et étatique pour les exercices postérieurs respectivement à 2016 et 2015.

En 2022, OPG a versé 207 millions de dollars en impôts, déduction faite du recouvrement d'impôts (173 millions de dollars en 2021).

## 12. 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 :

<i>(en millions de dollars)</i>	Gains et pertes latents sur les couvertures de flux de trésorerie	2022 Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite	Écart de conversion	Total
Solde au début de l'exercice	(7)	(186)	(69)	(262)
Perte nette sur les couvertures de flux de trésorerie	(5)	-	-	(5)
Gain actuariel à la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, déduction faite des coûts des services passés	-	257	-	257
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	6	9	-	15
Conversion des établissements à l'étranger	-	-	123	123
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	1	266	123	390
Solde à la fin de l'exercice	(6)	80	54	128

<i>(en millions de dollars)</i>	Gains et pertes latents sur les couvertures de flux de trésorerie	2022 Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite	Écart de conversion	Total
Solde au début de l'exercice	(18)	(296)	(60)	(374)
Gain actuariel à la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, déduction faite des coûts des services passés	-	92	-	92
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	11	18	-	29
Conversion des établissements à l'étranger	-	-	(9)	(9)
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	11	110	(9)	112
Solde à la fin de l'exercice	(7)	(186)	(69)	(262)

Les montants importants reclassés hors de chaque composante du cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices, étaient comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu</b>		<b>Poste des états des résultats</b>
	<b>2022</b>	<b>2021</b>	
Amortissement des pertes découlant des couvertures de flux de trésorerie			
Pertes	<b>8</b>	13	Intérêts débiteurs, montant net
Recouvrement d'impôts	<b>(2)</b>	(2)	Charge d'impôts
	<b>6</b>	11	
Amortissement des montants relatifs aux régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite			
Pertes actuarielles, déduction faite des coûts des services passés	<b>12</b>	23	Voir la note 1 ci-dessous
Recouvrement d'impôts	<b>(3)</b>	(5)	Charge d'impôts
	<b>9</b>	18	
<b>Total des montants reclassés pour l'exercice</b>	<b>15</b>	29	

<sup>1</sup> 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 13).

### 13. RÉGIMES DE RETRAITE ET AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

#### Actifs de la caisse de retraite

Les directives de placement de la caisse de retraite du régime agréé d'OPG sont présentées dans l'énoncé des politiques et procédures en matière de placements. L'énoncé des politiques et procédures en matière de placements est examiné et approuvé par le comité d'audit et du risque du conseil d'administration d'OPG au moins annuellement et comporte un exposé sur les objectifs et les attentes en matière de placements, sur la composition des actifs et son rééquilibrage et sur la méthode d'évaluation du rendement des actifs de la caisse de retraite.

Conformément à l'énoncé des politiques et procédures en matière de placements, les décisions de répartition des placements sont prises dans le but d'atteindre l'objectif d'OPG de respecter les obligations du régime à mesure qu'elles arrivent à échéance. Les actifs de la caisse de retraite sont placés dans quatre catégories d'actifs. La première catégorie correspond aux actifs à revenu fixe, qui offrent une stabilité contre la volatilité accrue des actions dans une économie au ralenti. La deuxième catégorie comprend les actifs d'accroissement du rendement, qui offrent la possibilité d'obtenir des rendements plus élevés, supérieurs à ceux attendus des actifs à revenu fixe. La troisième catégorie comprend les actifs immobiliers qui procurent diverses caractéristiques combinées des actifs à revenu fixe et des actifs d'accroissement du rendement. La quatrième catégorie inclut les actifs qui permettent une diversification du rendement, qui offrent la possibilité d'améliorer le rendement global de la caisse de retraite tout en contrôlant l'ampleur du risque de baisse des marchés.

Pour atteindre l'objectif énoncé ci-dessus, OPG a opté pour la répartition cible stratégique des actifs suivante pour son régime de retraite :

	<b>Cible</b>
Catégorie d'actifs	
Actifs à revenu fixe	33,5 %
Actifs d'accroissement du rendement	33,5 %
Actifs immobiliers	28,0 %
Actifs de diversification du rendement	5,0 %

Le régime a recours à des instruments dérivés, aux fins de la gestion des risques ou à des fins stratégiques, lorsque cela est cohérent avec ses objectifs de placement.

#### Concentrations importantes de risque dans les actifs de la caisse de retraite

Les actifs de la caisse de retraite d'OPG sont diversifiés afin de limiter l'incidence que pourrait avoir à lui seul un placement en particulier. La caisse de retraite se compose d'actifs de plusieurs catégories. Les titres à revenu fixe sont diversifiés et comprennent des obligations du gouvernement canadien, des obligations d'organismes gouvernementaux, des obligations à rendement réel et des obligations de sociétés. Les placements en actions comprennent des actions canadiennes, américaines et mondiales. Des portefeuilles dans les secteurs de l'immobilier, des infrastructures et de l'agriculture étaient également inclus dans l'actif total de la caisse de retraite au 31 décembre 2022. 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 leurs indices 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 15 pour plus de détails sur les évaluations à la juste valeur et la hiérarchie des justes valeurs.

Les actifs de la caisse de retraite évalués à la juste valeur conformément à la hiérarchie des justes valeurs s'établissaient comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2022			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	277	-	-	277
Placements à court terme	1	12	-	13
Titres à revenu fixe				
Titres d'emprunt de sociétés	12	2 419	-	2 431
Obligations de gouvernements	30	2 109	-	2 139
Actions				
Canadiennes	688	449	-	1 137
Américaines	1 019	-	-	1 019
Mondiales	628	-	-	628
Fonds en gestion commune	402	820	-	1 222
	3 057	5 809	-	8 866
Contrats de change à terme	-	(7)	-	(7)
Contrats à terme et pensions sur titres	-	(727)	-	(727)
	3 057	5 075	-	8 132
Placements évalués à la valeur liquidative <sup>1</sup>				7 424
				15 556 <sup>2</sup>

<i>(en millions de dollars)</i>	2021			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	327	-	-	327
Placements à court terme	-	8	-	8
Titres à revenu fixe				
Titres d'emprunt de sociétés	-	2 573	-	2 573
Obligations de gouvernements	37	2 556	-	2 593
Actions				
Canadiennes	966	558	-	1 524
Américaines	1 177	-	-	1 177
Mondiales	916	-	-	916
Fonds en gestion commune	383	999	-	1 382
Contrats de change à terme	-	1	-	1
Contrats à terme et pensions sur titres	3	-	-	3
	3 809	6 695	-	10 504
Contrats à terme et pensions sur titres	-	(173)	-	(173)
	3 809	6 522	-	10 331
Placements évalués à la valeur liquidative <sup>1</sup>				6 142
				16 473 <sup>2</sup>

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Le tableau ci-dessus ne tient pas compte des montants à recevoir par la caisse de retraite et à payer par celle-ci.

### Coûts et passifs des régimes à prestations définies

Les détails sur les obligations d'OPG au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite consolidés, des actifs de la caisse de retraite et des coûts, de même que sur les hypothèses clés utilisées pour déterminer ces montants sont présentés dans les tableaux qui suivent :

	Régimes de retraite agréés et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2022	2021	2022	2021
<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	5,26 %	3,22 %	5,26 %	3,25 %
Taux d'indexation de la grille salariale – taux initial <sup>1</sup>	1,70 %	1,65 %	1,70 %	1,65 %
– par la suite	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	2,00 %	2,00 %	2,00 %	s. o.
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	4,17 %	4,05 %
Taux tendanciel définitif du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	4,05 %	4,05 %
Année d'atteinte du taux tendanciel définitif du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	2040	2040
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	s. o.	s. o.	2,00 %	2,00 %

s. o. – hypothèse sans objet.

<sup>1</sup> Taux moyen annuel jusqu'au 31 décembre 2026.

	Régimes de retraite agréés et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2022	2021	2022	2021
<i>Hypothèses moyennes pondérées – coûts pour l'exercice</i>				
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	5,75 %	5,75 %	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation pour le coût des services rendus au cours de l'exercice	3,37 %	2,85 %	3,23 %	2,68 %
Taux d'actualisation pour les obligations au titre des prestations projetées	2,81 %	2,10 %	2,87 %	2,26 %
Taux d'actualisation pour l'intérêt sur le coût des services	3,17 %	2,60 %	3,04 %	2,48 %
Taux d'indexation de la grille salariale – taux initial <sup>1</sup>	1,65 %	1,60 %	1,65 %	1,60 %
– par la suite	2,50 %	2,25 %	2,50 %	2,25 %
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	2,00 %	1,75 %	s. o.	s. o.
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	4,05 %	4,02 %
Taux tendanciel définitif du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	4,05 %	4,05 %
Année d'atteinte du taux tendanciel définitif du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	2040	2040
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	s. o.	s. o.	2,00 %	1,75 %
Durée moyenne résiduelle prévue d'activité des salariés actifs (en années)	12	12	13	13

s. o. – hypothèse sans objet.

<sup>1</sup> Taux moyen annuel jusqu'au 31 décembre 2026.

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021
<i>Composantes de la charge comptabilisée pour l'exercice</i>						
Coût des services rendus pour l'exercice	349	368	7	9	89	95
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	535	423	11	9	98	80
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	(915)	(861)	-	-	-	-
Amortissement des coûts des services passés <sup>1</sup>	-	-	-	-	-	(2)
Amortissement de la perte actuarielle nette <sup>1</sup>	122	273	8	10	-	6
Comptabilisation (du gain actuariel net) de la perte actuarielle nette liée aux prestations d'invalidité prolongée	-	-	-	-	(12)	11
<b>Coûts comptabilisés<sup>2</sup></b>	<b>91</b>	<b>203</b>	<b>26</b>	<b>28</b>	<b>175</b>	<b>190</b>

<sup>1</sup> 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 ou du passif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dont il est question à la note 6.

<sup>2</sup> Sauf l'incidence des comptes réglementaires dont il est question à la note 6.

Le total des coûts des prestations, y compris l'incidence du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, du compte d'écarts lié aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et du compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés, s'est établi comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2022	2021
Régimes de retraite agréés	91	203
Régimes de retraite complémentaires	26	28
Avantages complémentaires de retraite	175	190
Compte d'écarts au titre des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 6)	95	-
Compte d'écarts lié aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 6)	14	148
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 6)	3	(110)
<b>Coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite</b>	<b>404</b>	<b>459</b>

Les obligations au titre des régimes de retraite consolidés et des avantages complémentaires de retraite et les actifs de la caisse de retraite, évalués aux 31 décembre, étaient les suivants :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021
<i>Variation des actifs de la caisse de retraite</i>						
Juste valeur des actifs de la caisse de retraite au début de l'exercice	16 508	15 396	-	-	-	-
Cotisations patronales	192	179	16	20	99	97
Cotisations salariales	92	89	-	-	-	-
Rendement réel des actifs des régimes déduction faite des charges	(380)	1 737	-	-	-	-
Versements de prestations	(830)	(893)	(16)	(20)	(99)	(97)
Transferts	362	-	-	-	-	-
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	15 944	16 508	-	-	-	-
<i>Variation des obligations au titre des prestations projetées</i>						
Obligations au titre des prestations projetées au début de l'exercice	18 967	19 991	405	428	3 329	3 513
Coût des services rendus au cours de l'exercice pour l'employeur	349	368	7	9	89	95
Cotisations salariales	92	89	-	-	-	-
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	535	423	11	9	98	80
Versements de prestations	(830)	(893)	(16)	(20)	(99)	(97)
Coûts des services passés	-	-	-	-	1	26
Gain actuariel net	(4 279)	(1 011)	(97)	(21)	(1 055)	(288)
Transferts	368	-	1	-	74	-
Obligations au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	15 202	18 967	311	405	2 437	3 329
Situation de capitalisation – excédent (déficit) à la fin de l'exercice	742	(2 459)	(311)	(405)	(2 437)	(3 329)

En 2022, OPG a déployé en interne une partie de ses services de technologies de l'information qui était auparavant impartie à New Horizon System Solutions LP (« NHSS ») depuis 2000 et a rapatrié les employés syndiqués. Aux termes de l'entente contractuelle entre OPG et NHSS, les actifs et les passifs au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et les obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite de NHSS des employés transférés et des membres inactifs existants ont été transférés à OPG le 1<sup>er</sup> novembre 2022. Les obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite prises en charge par OPG dans le cadre de l'entente sont largement compensées par la rémunération de NHSS.

L'actif (le passif) au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et leur classement aux bilans consolidés s'établissaient comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Actif à long terme	742	-	-	-	-	-
Passif à court terme	-	-	(19)	(18)	(115)	(114)
Passif à long terme	-	(2 459)	(292)	(387)	(2 322)	(3 215)
<b>Total des actifs (passifs)</b>	<b>742</b>	<b>(2 459)</b>	<b>(311)</b>	<b>(405)</b>	<b>(2 437)</b>	<b>(3 329)</b>

Au 31 décembre 2022, les obligations au titre des prestations constituées pour les régimes de retraite agréés et les régimes de retraite complémentaires s'élevaient respectivement à 14 386 millions de dollars et 300 millions de dollars (respectivement à 17 544 millions de dollars et 381 millions de dollars au 31 décembre 2021). Il y a une différence entre l'obligation au titre des prestations constituées et l'obligation au titre des prestations projetées parce que l'obligation au titre des prestations constituées ne comporte pas d'hypothèse à propos des niveaux de rémunération futurs.

Les obligations projetées au titre des prestations pour les régimes de retraite agréés et les régimes de retraite complémentaires avaient diminué, passant respectivement de 18 967 millions de dollars et 405 millions de dollars au 31 décembre 2021 à respectivement 15 202 millions de dollars et 311 millions de dollars au 31 décembre 2022. Cette diminution s'explique principalement par la réévaluation des obligations au titre des prestations à la fin de 2022 qui tient compte de la hausse des taux d'actualisation.

Les obligations projetées au titre des prestations d'avantages complémentaires de retraite ont diminué, passant de 3 329 millions de dollars au 31 décembre 2021 à 2 437 millions de dollars au 31 décembre 2022. Cette diminution s'explique principalement par la réévaluation des obligations au titre des prestations à la fin de 2022 pour tenir compte de la hausse des taux d'actualisation.

Le tableau suivant présente les composantes des autres éléments du résultat étendu d'OPG liées aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite ainsi que l'actif ou du passif réglementaire correspondant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, tel qu'il est mentionné à la note 6, 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	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021
<i>Variations des actifs des régimes et des obligations au titre des prestations comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu</i>						
Gain actuariel net de l'exercice considéré	<b>(2 984)</b>	(1 887)	<b>(97)</b>	(21)	<b>(1 043)</b>	(299)
Coûts des services passés de l'exercice	-	-	-	-	<b>1</b>	26
Amortissement de la perte actuarielle nette	<b>(122)</b>	(273)	<b>(8)</b>	(10)	-	(6)
Amortissement des coûts des services passés	-	-	-	-	-	2
Augmentation totale des autres éléments du résultat étendu	<b>(3 106)</b>	(2 160)	<b>(105)</b>	(31)	<b>(1 042)</b>	(277)
Moins : diminution de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite ( <i>note 6</i> )	<b>(2 856)</b>	(2 033)	<b>(97)</b>	(30)	<b>(947)</b>	(259)
Augmentation nette des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	<b>(250)</b>	(127)	<b>(8)</b>	(1)	<b>(95)</b>	(18)

Le tableau suivant présente les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu d'OPG ainsi que l'actif ou le passif réglementaire correspondant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite qui n'avaient pas encore été comptabilisés dans les coûts des prestations aux 31 décembre, avant impôts :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021
<i>Montants non amortis comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu</i>						
(Crédits) coûts des services passés	<b>(6)</b>	-	-	-	<b>11</b>	10
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette	<b>(224)</b>	2 882	<b>23</b>	128	<b>(938)</b>	105
Total des montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	<b>(230)</b>	2 882	<b>23</b>	128	<b>(927)</b>	115
Moins : (passif) actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite ( <i>note 6</i> )	<b>(211)</b>	2 651	<b>21</b>	118	<b>(839)</b>	108
Montant net comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	<b>(19)</b>	231	<b>2</b>	10	<b>(88)</b>	7

La perte actuarielle nette non amortie et les (crédits) coûts des prestations au titre des services passés non amortis aux 31 décembre s'établissaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	373	(410)	-	-	-	-
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette non encore amortissable en raison de l'utilisation du corridor	(588)	1 877	23	41	(222)	105
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette amortissable	(9)	1 415	-	87	(716)	-
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette non amorti	(224)	2 882	23	128	(938)	105
(Crédits) coûts des prestations non amortis au titre des services passés	(6)	-	-	-	11	10

La dernière évaluation actuarielle, aux fins de capitalisation, du régime de retraite agréé d'OPG, en date du 1<sup>er</sup> janvier 2022, a été déposée auprès de l'Autorité ontarienne de réglementation des services financiers en septembre 2022. La prochaine évaluation actuarielle doit être réalisée au plus tard en date du 1<sup>er</sup> janvier 2025. Pour 2023, les cotisations que la Société doit verser au régime de retraite agréé d'OPG devraient s'élever à 194 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<sup>er</sup> janvier 2022, les hypothèses démographiques et les autres hypothèses des régimes ont été examinées, et révisées au besoin, par des actuaires indépendants. À partir des données démographiques mises à jour au 1<sup>er</sup> janvier 2022, et des hypothèses démographiques conformément à la nouvelle évaluation actuarielle du régime de retraite agréé, OPG a également procédé, en 2022, 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 2022, reflétant les hypothèses appropriées aux fins comptables au 31 décembre 2022.

Les régimes de retraite complémentaires ne sont pas capitalisés, mais ils sont garantis au moyen de lettres de crédit qui totalisaient 298 millions de dollars au 31 décembre 2022 (395 millions de dollars au 31 décembre 2021).

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 2022, se détaillaient de la manière suivante :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés	Régimes de retraite complémentaires	Avantages complémentaires de retraite
2023	838	19	115
2024	842	19	120
2025	861	20	122
2026	876	20	123
2027	996	21	132
2028 à 2032	4 825	110	696

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 2022, comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés <sup>1</sup>	Régimes de retraite complémentaires <sup>1</sup>	Avantages complémentaires de retraite <sup>1</sup>
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(39)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	39	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(60)	(1)	(2)
Diminution de 0,25 %	63	1	1
Inflation <sup>2</sup>			
Augmentation de 0,25 %	116	2	-
Diminution de 0,25 %	(109)	(1)	(2)
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	25	3	-
Diminution de 0,25 %	(26)	(2)	(2)
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	60
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(32)

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

<sup>1</sup> Sauf l'incidence des comptes réglementaires.

<sup>2</sup> Avec une variation correspondante de l'hypothèse de l'augmentation des salaires.

## 14. 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 sont exposées aux 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 2022 et 2021, 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 6 millions de dollars au 31 décembre 2022 (19 millions de dollars au 31 décembre 2021).

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'établissent comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
<b>Couvertures de flux de trésorerie (comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu)</b>		
Reclassement de pertes dans les intérêts débiteurs, montant net	<b>8</b>	13
<b>Dérivés sur marchandises (comptabilisés dans le bénéfice net)</b>		
Pertes réalisées incluses dans les revenus	<b>(14)</b>	(7)
Gains latents (pertes latentes) inclus dans les revenus	<b>10</b>	(1)

Des pertes nettes avant impôts existantes de 2 millions de dollars comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2022 devraient être reclassées dans le bénéfice net dans les 12 prochains mois.

## 15. ÉVALUATIONS À LA JUSTE VALEUR

OPG est tenue de classer les évaluations à la juste valeur selon une hiérarchie. Cette hiérarchie répartit les actifs financiers et les passifs financiers entre trois niveaux fondés sur les données utilisées pour l'évaluation à la juste valeur des actifs et des passifs financiers. La hiérarchie des justes valeurs comporte les trois niveaux suivants :

- Niveau 1 : L'évaluation des données se fonde sur les cours du marché non rajustés observés sur des marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques.
- Niveau 2 : L'évaluation se fonde sur des données autres que les cours du marché visés au niveau 1, qui sont observables pour l'actif ou le passif, soit directement ou indirectement.
- Niveau 3 : L'évaluation se fonde sur des données relatives à l'actif ou au passif qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables.

La juste valeur des instruments financiers négociés sur des marchés actifs se fonde sur les cours du marché aux dates des bilans consolidés. Un marché est considéré comme actif si les cours du marché sont disponibles régulièrement auprès d'une Bourse, d'un courtier, d'un groupe industriel, d'un service d'établissement des prix ou d'un organisme de réglementation, et si ces cours représentent des opérations réelles se produisant régulièrement dans des conditions normales de marché. Le cours du marché utilisé pour les actifs financiers détenus par OPG est le cours acheteur. Ces instruments sont compris dans le niveau 1 et se composent surtout de titres de capitaux propres et de placements dans des fonds.

Pour les instruments financiers pour lesquels il n'y a pas de cours de marché facilement disponibles, les justes valeurs sont estimées à l'aide de courbes de prix à terme tracées à partir de cours de marché ou de taux observables. L'estimation de la juste valeur peut comprendre l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation fondés, dans la mesure du possible, sur des hypothèses s'appuyant sur des cours ou des taux observables de marché en vigueur aux dates des bilans consolidés. C'est le cas des dérivés et titres négociés hors Bourse, qui comprennent les dérivés de produits énergétiques, les dérivés de change, les dérivés de swap de taux d'intérêt et les placements dans des fonds. D'autres placements dans des fonds divers sont évalués selon la valeur des parts établie par les administrateurs des fonds. La valeur des parts représente l'actif net sous-jacent évalué selon la juste valeur établie selon les cours de clôture. Les modèles d'évaluation utilisent des hypothèses générales et des données de marché et ne reflètent donc pas les risques spécifiques et d'autres facteurs qui toucheraient la juste valeur d'un instrument donné. Les méthodes employées pour calculer les rajustements de juste valeur sont examinées à intervalles réguliers afin de s'assurer qu'elles demeurent appropriées. Si toutes les données importantes requises pour évaluer un instrument à la juste valeur sont observables, l'instrument est inclus dans le niveau 2.

Si une ou plusieurs des données importantes ne se fondent pas sur des données de marché observables, l'instrument est classé dans le niveau 3. Des techniques d'évaluation précises sont employées pour évaluer ces instruments. Les données importantes de niveau 3 comprennent des transactions récentes comparables, de l'information de référence comparable, l'écart cours acheteur-cours vendeur de transactions similaires, et d'autres données pertinentes.

Un résumé des instruments financiers d'OPG et de leur juste valeur aux 31 décembre est présenté ci-après :

<i>(en millions de dollars)</i>	Juste valeur		Valeur comptable <sup>1</sup>		Poste du bilan
	2022	2021	2022	2021	
Fonds distincts nucléaires (y compris la tranche échéant à moins d'un an) <sup>2</sup>	20 706	19 876	20 706	19 876	Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires
Prêt à recevoir de Fair Hydro Trust	786	940	908	911	Prêt à recevoir
Investissement dans des actions d'Hydro One Limited	171	176	171	176	Titres de capitaux propres
Montant à payer relatif aux couvertures de flux de trésorerie	(3)	(9)	(3)	(9)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(9 180)	(10 757)	(10 152)	(9 666)	Dette à long terme
Autres instruments financiers	79	17	79	17	Divers

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Les Fonds distincts nucléaires se composent du Fonds distinct de déclassement et du Fonds distinct pour combustible irradié. La juste valeur d'OPG pour les Fonds distincts nucléaires ne peut être supérieure au passif de capitalisation en vertu de l'ONFA lorsque les Fonds distincts nucléaires sont surcapitalisés.

La juste valeur de la dette à long terme d'OPG émise dans le cadre du programme des billets à moyen terme repose sur un cours du marché révélateur. La juste valeur de ces instruments d'emprunt est fondée sur des données de niveau 2. La juste valeur de tous les autres instruments d'emprunt à long terme est établie à l'aide d'un modèle d'évaluation conventionnel en fonction des flux de trésorerie futurs, de la courbe des taux du marché actuels et de la durée jusqu'à l'échéance. Ces données sont considérées comme des données de niveau 2.

Les tableaux qui suivent présentent les actifs financiers et les passifs financiers évalués à la juste valeur conformément à la hiérarchie des justes valeurs aux 31 décembre.

(en millions de dollars)	2022			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
<b>Actif</b>				
<i>Fonds distinct pour combustible irradié</i>				
Placements évalués à la juste valeur, compte non tenu des placements évalués à la valeur liquidative	6 371	5 141	-	11 512
Placements évalués à la valeur liquidative <sup>1</sup>				3 687
				15 199
Montant à payer à la Province				(3 412)
Fonds distinct pour combustible irradié, montant net				11 787
<i>Fonds distinct de déclassement</i>				
Placements évalués à la juste valeur, compte non tenu des placements évalués à la valeur liquidative	4 929	3 862	-	8 791
Placements évalués à la valeur liquidative <sup>1</sup>				2 890
				11 681
Montant à payer à la Province				(2 762)
Fonds distinct de déclassement, montant net				8 919
Titres de capitaux propres	171	-	-	171
Autres actifs financiers	68	5	91	164
<b>Passif</b>				
Autres passifs financiers	(75)	(6)	(4)	(85)

(en millions de dollars)	2021			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
<b>Actif</b>				
<i>Fonds distinct pour combustible irradié</i>				
Placements évalués à la juste valeur, compte non tenu des placements évalués à la valeur liquidative	7 342	6 013	-	13 355
Placements évalués à la valeur liquidative <sup>1</sup>				2 725
				16 080
Montant à payer à la Province				(4 815)
Fonds distinct pour combustible irradié, montant net				11 265
<i>Fonds distinct de déclassement</i>				
Placements évalués à la juste valeur, compte non tenu des placements évalués à la valeur liquidative	5 628	4 592	-	10 220
Placements évalués à la valeur liquidative <sup>1</sup>				2 166
				12 386
Montant à payer à la Province				(3 775)
Fonds distinct de déclassement, montant net				8 611
Titres de capitaux propres	176	-	-	176
Autres actifs financiers	13	-	36	49
<b>Passif</b>				
Autres passifs financiers	(32)	-	-	(32)

<sup>1</sup> 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.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, 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 2022, les variations des actifs nets évalués à la juste valeur et classés comme des instruments financiers de niveau 3 s'établissaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>Autres instruments financiers</b>
Solde d'ouverture au 1 <sup>er</sup> janvier 2022	<b>36</b>
Achats	<b>79</b>
Pertes latentes incluses dans les revenus	<b>(9)</b>
Pertes réalisées incluses dans les revenus	<b>(14)</b>
Distributions	<b>(5)</b>
Solde de clôture au 31 décembre 2022	<b>87</b>

### 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 au 31 décembre 2022 s'établissaient comme suit :

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	<b>Juste valeur</b>	<b>Engagements non capitalisés</b>	<b>Fréquence des rachats</b>	<b>Avis de rachat</b>
<b>Actifs immobiliers</b>				
Infrastructures	<b>3 653</b>	<b>1 641</b>	<b>s. o.</b>	<b>s. o.</b>
Titres immobiliers	<b>2 750</b>	<b>1 412</b>	<b>s. o.</b>	<b>s. o.</b>
Agriculture	<b>174</b>	<b>7</b>	<b>s. o.</b>	<b>s. o.</b>
<b>Fonds en gestion commune</b>				
Placements à court terme	<b>7</b>	<b>s. o.</b>	<b>Quotidiennement</b>	<b>De 1 à 5 jours</b>
Titres à revenu fixe	<b>1 932</b>	<b>s. o.</b>	<b>Quotidiennement</b>	<b>De 1 à 5 jours</b>
Capitaux propres	<b>809</b>	<b>s. o.</b>	<b>Quotidiennement</b>	<b>De 1 à 5 jours</b>
<b>Total</b>	<b>9 325</b>	<b>3 060</b>		

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 ne peut être rachetée. 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 rachetées selon un processus de rachat 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.

## **16. CAPITAL-ACTIONS**

### **Actions ordinaires**

Aux 31 décembre 2022 et 2021, 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.

### **Actions de catégorie A**

Les statuts de fusion de la Société ont été modifiés avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> 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 2022 et 2021, OPG avait 18 343 815 actions de catégorie A émises et en circulation d'une valeur déclarée de 787 millions de dollars.

## **17. 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 2022 et 2021, ce nombre était de 274,6 millions. Au cours des exercices clos les 31 décembre 2022 et 2021, il n'y avait aucun titre dilutif.

## 18. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

### Litiges

OPG ou ses filiales font face à diverses actions en justice couvrant un large ensemble de questions soulevées dans le cours normal des affaires. Ces litiges s'accompagnent 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 2022, le montant total des garanties fournies par OPG se chiffrait à 35 millions de dollars (35 millions de dollars au 31 décembre 2021). Au 31 décembre 2022, l'incidence possible de la juste valeur des garanties en cours sur le bénéfice était de 1 million de dollars, et OPG ne s'attendait pas à faire de paiement associé à ces garanties.

### Obligations contractuelles

Les obligations contractuelles d'OPG au 31 décembre 2022 se présentaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2023	2024	2025	2026	2027	Par la suite	Total
Ententes d'achat de combustible	156	66	65	55	43	105	490
Cotisations au régime de retraite agréé d'OPG <sup>1</sup>	194	197	-	-	-	-	391
Remboursement sur la dette à long terme	43	606	589	674	530	7 743	10 185
Intérêt sur la dette à long terme	379	367	353	336	327	4 502	6 264
Remboursement sur la dette à court terme	65	-	-	-	-	-	65
Engagements liés à la réfection de la centrale Darlington <sup>2</sup>	191	-	-	-	-	-	191
Permis d'exploitation	46	47	48	48	48	200	437
Obligations en vertu de contrats de location simple	13	12	9	8	6	14	62
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer	1 438	-	-	-	-	-	1 438
Autres	23	17	14	13	11	89	167
<b>Total</b>	<b>2 548</b>	<b>1 312</b>	<b>1 078</b>	<b>1 134</b>	<b>965</b>	<b>12 653</b>	<b>19 690</b>

<sup>1</sup> 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<sup>er</sup> janvier 2022. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être en date du 1<sup>er</sup> janvier 2025 au plus tard. Les cotisations sont tributaires de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes, l'évolution de l'environnement réglementaire des régimes de retraite et la date des évaluations actuarielles. Les obligations de capitalisation après le 1<sup>er</sup> janvier 2025 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.

<sup>2</sup> 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 locatifs, 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 2 044 millions de dollars au 31 décembre 2022 (2 096 millions de dollars au 31 décembre 2021). La valeur comptable nette se compose essentiellement des coûts de mise hors service d'immobilisations.

### Conventions collectives

La Société applique les conventions collectives conclues avec le Power Workers Union (PWU) et The Society of United Professionals (Society).

Au 31 décembre 2022, le PWU représentait environ 5 040 employés à temps plein ou temporaires (effectif permanent) de la Société, soit environ 53 % de l'effectif permanent d'OPG et de ses filiales. La convention collective de un an entre le PWU et OPG a pris fin le 31 mars 2022. Le 3 mars 2023, les parties ont conclu une entente de principe à l'égard du renouvellement de la convention collective, qui doit faire l'objet d'un scrutin de ratification par les membres de PWU.

Au 31 décembre 2022, Society représentait quelque 3 150 employés à plein temps ou temporaires, soit environ 33 % de l'effectif permanent d'OPG et de ses filiales. La convention collective en vigueur entre Society et OPG arrive à échéance le 31 décembre 2023.

La *Loi de 2019 visant à préserver la viabilité du secteur public pour les générations futures* (la loi 124), qui est entrée en vigueur le 8 novembre 2019, établit des limites aux augmentations de la rémunération des employés syndiqués et non syndiqués du secteur public de l'Ontario et s'applique à OPG. La loi 124 plafonne toute augmentation annuelle maximale des salaires et de la rémunération globale à un pour cent pour une période de trois ans, sous réserve de certaines exceptions. Les syndicats et organisations ont été nombreux à contester la constitutionnalité de la loi 124. Dans une décision rendue le 29 novembre 2022, la Cour supérieure de l'Ontario a conclu que la loi 124 était inconstitutionnelle et l'a déclaré nul et sans effet (la décision de la Cour concernant la loi 124). Le gouvernement ontarien a porté en appel la décision auprès de la Cour d'appel de l'Ontario le 29 décembre 2022.

À la suite de la décision de la Cour supérieure de l'Ontario concernant la loi 124, le renouvellement de la convention collective entre le PWU et OPG ne serait actuellement pas soumis aux contraintes de la loi 124.

En vertu des dispositions concernant la réévaluation de la rémunération prévue dans le cadre de la sentence arbitrale qui fixera la version finale de la convention collective en vigueur entre Society et OPG, Society demande une augmentation de la rémunération pour la durée de la convention, qui était autrement soumise aux contraintes de la loi 124. La question doit faire l'objet d'une sentence arbitrale le 15 mars 2023. La convention collective de un an entre le PWU et OPG qui est venue à échéance le 31 mars 2022 était assujettie aux contraintes de la loi 124 et ne comprenait pas de dispositions relatives à la réévaluation de la rémunération dans le cadre d'une négociation bipartite ou d'une sentence arbitrale dans l'éventualité où la loi 124 cesserait d'être en vigueur.

Les tarifs réglementés approuvés d'OPG pour la période de 2022 à 2026 ont été établis en fonction des coûts prévus en supposant l'application de la loi 124. Le 1<sup>er</sup> mars 2023, OPG a déposé une demande auprès de la CEO en vue d'établir un compte réglementaire pour comptabiliser et compenser les répercussions des charges de rémunération

des centrales nucléaires découlant de la décision de la Cour concernant la loi 124, sous réserve d'un examen et de l'utilisation futurs par la CEO.

## 19. SECTEURS D'ACTIVITÉ

Au 31 décembre 2022, OPG comptait les cinq secteurs d'activité isolables suivants :

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

### Production nucléaire réglementée

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

### Services nucléaires durables réglementés

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

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

Le secteur Services nucléaires durables réglementés est considéré comme réglementé parce que les coûts liés aux passifs nucléaires sont inclus dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés de l'électricité produite par les 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. La majorité des centrales aux États-Unis fournissent actuellement de l'énergie et de la capacité sur les marchés de gros de l'électricité. En Ontario, les contrats en vigueur pour les centrales thermiques viennent à échéance entre 2024 et 2029, pour la centrale solaire, en 2039, et pour les centrales hydroélectriques, entre 2059 et 2067. Aux États-Unis, les contrats en vigueur viennent à échéance entre 2023 et 2041.

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

### Atura Power

Le secteur Atura Power exerce ses activités en Ontario, produisant et vendant de l'électricité à partir des centrales à cycle combiné de la Société. Toutes les centrales de ce secteur font l'objet d'une CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme. Les contrats en vigueur pour ces centrales viennent à échéance entre 2024 et 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. En outre, le secteur comprend les charges relatives aux activités de développement commercial d'Atura Power, y compris la production d'hydrogène faible en carbone.

### 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>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Production nucléaire réglementée	<b>50</b>	65
Production hydroélectrique réglementée	<b>9</b>	10
Production hydroélectrique visée par contrat et autre	<b>5</b>	6
	<b>64</b>	81

<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 (en millions de dollars)</b>	<b>Production réglementée</b>			<b>Production non réglementée</b>				<b>Total</b>
	<b>Production nucléaire</b>	<b>Services nucléaires durables</b>	<b>Hydro-électricité</b>	<b>Production hydroélectrique visée par contrat et autre</b>	<b>Atura Power</b>	<b>Autres</b>	<b>Éliminations</b>	
Produits	3 917	-	1 538	827	950	32	-	7 264
Revenus locatifs	26	-	-	-	-	14	-	40
Autres revenus	-	210	-	(21)	-	121	(265)	45
Revenu total	3 943	210	1 538	806	950	167	(265)	7 349
Charges liées au combustible	264	-	318	62	461	-	-	1 105
Marge brute	3 679	210	1 220	744	489	167	(265)	6 244
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 230	210	360	251	69	74	(265)	2 929
Dotation aux amortissements	607	-	174	158	115	70	-	1 124
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	1 124	-	8	2	2	-	1 136
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	(1 031)	-	-	-	-	-	(1 031)
Impôts fonciers	24	-	1	19	3	2	-	49
Autres pertes (gains)	-	-	5	22	(2)	(158)	-	(133)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	818	(93)	680	286	302	177	-	2 170
Intérêts débiteurs, montant net								176
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices</b>								<b>1 994</b>
Charge d'impôts								343
<b>Bénéfice net</b>								<b>1 651</b>

<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) pour l'exercice clos le 31 décembre 2021</b> <i>(en millions de dollars)</i>	<b>Production réglementée</b>			<b>Production non réglementée</b>				<b>Total</b>
	<b>Production nucléaire</b>	<b>Services nucléaires durables</b>	<b>Hydro-électricité</b>	<b>Production hydroélectrique visée par contrat et autre</b>	<b>Atura Power</b>	<b>Autres</b>	<b>Éliminations</b>	
Produits	3 815	-	1 576	692	689	16	-	6 788
Revenus locatifs	25	-	-	-	-	17	-	42
Autres revenus	4	192	-	1	-	113	(263)	47
<b>Revenu total</b>	<b>3 844</b>	<b>192</b>	<b>1 576</b>	<b>693</b>	<b>689</b>	<b>146</b>	<b>(263)</b>	<b>6 877</b>
Charges liées au combustible	251	-	337	52	234	-	-	874
<b>Marge brute</b>	<b>3 593</b>	<b>192</b>	<b>1 239</b>	<b>641</b>	<b>455</b>	<b>146</b>	<b>(263)</b>	<b>6 003</b>
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 266	192	336	239	63	56	(263)	2 889
Dotation aux amortissements	611	-	200	147	112	62	-	1 132
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	1 077	-	7	2	3	-	1 089
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	(967)	-	-	-	-	-	(967)
Impôts fonciers	27	-	1	16	2	2	-	48
Autres pertes (gains)	90	-	4	10	1	(109)	-	(4)
<b>Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices</b>	<b>599</b>	<b>(110)</b>	<b>698</b>	<b>222</b>	<b>275</b>	<b>132</b>	<b>-</b>	<b>1 816</b>
Intérêts débiteurs, montant net								233
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices</b>								<b>1 583</b>
Charge d'impôts								239
<b>Bénéfice net</b>								<b>1 344</b>

Principales données sectorielles du bilan consolidé 31 décembre 2022	Production réglementée			Production non réglementée			Total
	Production nucléaire	Services nucléaires durables	Hydro- électricité	Production hydroélectrique visée par contrat et autre	Atura Power	Autres	
<i>(en millions de dollars)</i>							
Immobilisations corporelles en service, montant net	10 257	-	7 919	5 637	3 155	222	27 190
Constructions en cours	3 943	-	209	367	-	58	4 577
Immobilisations corporelles, montant net	14 200	-	8 128	6 004	3 155	280	31 767
Actifs incorporels en service, montant net	36	-	2	150	108	156	452
Aménagement en cours	18	-	-	-	-	24	42
Actifs incorporels, montant net	54	-	2	150	108	180	494
Goodwill	-	-	-	172	-	-	172
Stocks de combustible	192	-	-	34	26	-	252
Matières et fournitures, montant net							
À court terme	106	-	-	-	-	-	106
À long terme	394	-	-	2	-	-	396
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (tranche à court terme et tranche à long terme)	-	20 706	-	-	-	-	20 706
Prêt à recevoir	-	-	-	-	-	908	908
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	(24 026)	-	(148)	(50)	(91)	(24 315)

Principales données sectorielles du bilan consolidé 31 décembre 2021	Production réglementée			Production non réglementée			Total
	Production nucléaire	Services nucléaires durables	Hydro- électricité	Production hydroélectrique visée par contrat et autre	Atura Power	Autres	
<i>(en millions de dollars)</i>							
Immobilisations corporelles en service, montant net	10 574	-	7 557	5 386	3 126	164	26 807
Constructions en cours	2 656	-	418	375	-	71	3 520
Immobilisations corporelles, montant net	13 230	-	7 975	5 761	3 126	235	30 327
Actifs incorporels en service, montant net	25	-	2	147	115	140	429
Aménagement en cours	19	-	-	-	-	28	47
Actifs incorporels, montant net	44	-	2	147	115	168	476
Goodwill	-	-	-	161	-	-	161
Stocks de combustible	196	-	-	32	19	-	247
Matières et fournitures, montant net							
À court terme	102	-	-	1	-	-	103
À long terme	411	-	-	3	-	-	414
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (tranche à court terme et tranche à long terme)	-	19 876	-	-	-	-	19 876
Prêt à recevoir	-	-	-	-	-	911	911
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	(23 115)	-	(139)	(48)	(113)	(23 415)

Détails des dépenses en immobilisations du secteur	Production réglementée			Production non réglementée			Total
	Production nucléaire	Services nucléaires durables	Hydro-électricité	Production hydroélectrique visée par contrat et autre	Atura Power	Autres	
<i>(en millions de dollars)</i>							
Exercice clos le 31 décembre 2022							
Investissement dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels	1 659	-	315	339	138	113	2 564
Variation nette des montants à payer et autres éléments							(7)
Investissement dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels – flux de trésorerie							2 557
Exercice clos le 31 décembre 2021							
Investissement dans des immobilisations corporelles	1 234	-	386	293	60	106	2 079
Variation nette des montants à payer et autres éléments hors caisse							(54)
Investissement dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels – flux de trésorerie							2 025

## 20. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

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

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

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2022		2021	
	Revenus	Charges	Revenus	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	22	-	13	-
Services	-	12	-	8
Dividendes	5	-	6	-
Province d'Ontario				
Variation du montant du Fonds distinct de déclassement à payer à la Province <sup>1</sup>	1 013	-	-	826
Variation du montant du Fonds distinct pour combustible irradié à payer à la Province <sup>1</sup>	1 403	-	-	1 050
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	113	-	104
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	212	-	205
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	-	97	-	104
Impôts sur le résultat	-	520	-	418
Impôts fonciers	-	12	-	12
SIERE				
Revenus liés à la production d'électricité	6 625	-	6 367	-
Fair Hydro Trust				
Produits d'intérêts	33	-	33	-
	<b>9 101</b>	<b>966</b>	<b>6 419</b>	<b>2 727</b>

<sup>1</sup> 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 2022 et 2021, les Fonds distincts nucléaires étaient présentés déduction faite des montants à payer à la Province respectivement de 6 174 millions de dollars et 8 590 millions de dollars.

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

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Montants à recevoir de parties liées		
Hydro One	<b>3</b>	2
SIERE – montants à recevoir liés à l'électricité	<b>477</b>	548
Fair Hydro Trust	<b>4</b>	4
SFIEO	-	3
Province d'Ontario	-	1
Prêt à recevoir		
Fair Hydro Trust	<b>908</b>	911
Titres de capitaux propres		
Actions d'Hydro One	<b>171</b>	176
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer		
Hydro One	<b>1</b>	1
SFIEO	<b>99</b>	88
Province d'Ontario	<b>14</b>	6
SIERE – montants à payer liés à l'électricité	<b>3</b>	8
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)		
Billets à payer à la SFIEO	<b>2 540</b>	2 690

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 2022, les Fonds distincts nucléaires détenaient 1 371 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (1 709 millions de dollars en 2021) et 2 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (13 millions de dollars en 2021). Au 31 décembre 2022, la caisse de retraite du régime agréé détenait 64 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (89 millions de dollars en 2021) et 8 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (15 millions de dollars en 2021). 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.

## 21. VARIATIONS NETTES DES SOLDES DU FONDS DE ROULEMENT HORS CAISSE

<b>Exercices clos les 31 décembre</b> <i>(en millions de dollars)</i>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Montants à recevoir de parties liées	<b>74</b>	(66)
Stocks de combustible	<b>3</b>	(9)
Matières et fournitures	<b>17</b>	14
Charges payées d'avance	<b>(39)</b>	(32)
Autres actifs à court terme	<b>(118)</b>	(24)
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer	<b>286</b>	176
Variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse	<b>223</b>	59

## 22. PARTICIPATION SANS CONTRÔLE

### Lower Mattagami LP (LMLP)

LMLP est une société en commandite fondée par OPG et Amisk-oo-Skow Finance Corporation, une société en propriété exclusive de la Première Nation Moose Cree. Les principales activités de la société en commandite sont l'aménagement, la construction, la propriété, l'exploitation et la maintenance des centrales hydroélectriques le long de la rivière Lower Mattagami, situées en Ontario, y compris les centrales Little Long, Harmon et Kipling. OPG détient une participation d'environ 75 % dans LMLP. OPG consolide les résultats de LMLP dans ses états financiers consolidés et présente la participation de l'autre commandité comme une participation sans contrôle.

### PSS Generating Station LP

PSS est une société en commandite fondée par OPG et une société en propriété exclusive de la Nation Taykwa Tagamou. Les principales activités de la société en commandite sont l'aménagement, la construction, la propriété, l'exploitation et la maintenance de la centrale hydroélectrique Peter Sutherland Sr. de 28 MW sur la rivière New Post Creek située en Ontario. OPG détient une participation d'environ 67 % dans PSS. OPG consolide les résultats de PSS dans ses états financiers consolidés et présente la participation de l'autre partenaire comme une participation sans contrôle.

### Nanticoke Solar LP

Nanticoke Solar LP (NSLP) est une société en commandite formée d'OPG, d'une société en propriété exclusive de Six Nations of the Grand River Development Corporation et de la Première Nation Mississaugas of the Credit. La société en commandite exploite une centrale solaire de 44 MW située sur l'ancien site de la centrale Nanticoke d'OPG et sur les terrains adjacents situés en Ontario. OPG détient une participation de 80 % dans NSLP. OPG consolide les résultats de NSLP dans ses états financiers consolidés et présente la participation des autres partenaires comme une participation sans contrôle.

### Little Falls Hydroelectric Associates, LP

OPG, par l'entremise d'Eagle Creek, détient une participation de 83 % dans Little Falls Hydroelectric Associates, LP. La société en commandite exploite la centrale hydroélectrique Little Falls de 14 MW située dans l'État de New York, aux États-Unis. OPG consolide les résultats de Little Falls Hydroelectric Associates, LP dans ses états financiers consolidés et présente la participation des autres partenaires comme une participation sans contrôle.

## 23. ACQUISITION D'UNE CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE AUX ÉTATS-UNIS

Le 30 décembre 2021, OPG, par l'entremise d'Eagle Creek, a acquis la centrale hydroélectrique Racine, de 48 MW, aux États-Unis contre environ 88 millions de dollars américains (112 millions de dollars canadiens), sous réserve des ajustements d'usage au fonds de roulement et autres ajustements. La transaction a été comptabilisée à titre d'acquisition d'actifs, puisque la quasi-totalité de la juste valeur des actifs acquis se concentre dans les centrales. Le prix d'acquisition consistait principalement en 89 millions de dollars américains en immobilisations corporelles, déduction faite d'une dette à long terme de 1 million de dollars américains.

## 24. ENTENTE DE RÈGLEMENT ENTRE ATURA POWER ET TC ÉNERGIE

En avril 2020, OPG, par l'entremise d'une filiale en part entière exerçant ses activités sous le nom Atura Power, a acquis de la Corporation TC Énergie (TC Énergie, un portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel à cycle combiné situées en Ontario contre environ 2,8 milliards de dollars, compte tenu des ajustements de clôture habituels.

La juste valeur des immobilisations acquises a été comptabilisée aux bilans consolidés d'OPG reflétant les activités à venir de la centrale Napanee en supposant la réussite de la décontamination des composantes des centrales, qui a été désignée comme étant une obligation de TC Énergie postérieure à la clôture.

En mars 2021, après une période de négociation, Atura Power et TC Énergie ont conclu une entente de règlement visant une diminution de 220 millions de dollars de la contrepartie d'acquisition en échange du règlement de certaines conditions postérieures à la date de clôture, y compris les obligations de TC Énergie à l'égard de certaines activités postérieures à la clôture précédemment relevées à la centrale Napanee. Le produit reçu en vertu de l'entente de règlement a été comptabilisé à titre de diminution des actifs nets en 2021, sans incidence immédiate sur les états des résultats consolidés.

## **25. ACHAT ET VENTE DE PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES SECONDAIRES**

En octobre 2022, OPG a vendu certains locaux situés au 800, Kipling Avenue à Toronto, en Ontario. Le gain après impôts total à la vente, y compris l'incidence des ajustements apportés aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles connexes, est d'environ 135 millions de dollars, dont une tranche de 24 millions de dollars devrait être comptabilisée au deuxième trimestre de 2023, sous réserve du respect de certaines conditions.

En février 2023, OPG a acquis l'immeuble et les terrains environnants situés au 1908, Colonel Sam Drive à Oshawa, en Ontario, pour un montant d'environ 100 millions de dollars. L'immeuble sera réaménagé avant son occupation à la fin de 2024 et accueillera le nouveau siège social de la Société.

En mars 2022, OPG a reçu une déclaration et une résolution des actionnaires exigeant de la Société qu'elle n'aille pas de l'avant avec l'entente d'achat et de vente conclue avec la Société de Port Hope visant la vente de la propriété située au 2655, Lakeshore Road à Port Hope, en Ontario, et de la résilier. L'actif est inclus dans les immobilisations corporelles aux bilans consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

## **26. ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE**

Au 31 décembre 2022, Eagle Creek, filiale en propriété exclusive d'OPG, s'est engagée à l'égard d'un plan visant la vente de 22 centrales hydroélectriques aux États-Unis d'une capacité totalisant environ 47 MW réparties dans de nombreuses régions, ainsi que deux réservoirs de retenue dans la région du Midwest des États-Unis dans le cadre de la stratégie de la Société visant à optimiser le portefeuille de centrales hydroélectriques aux États-Unis. La vente devrait se clôturer au premier semestre de 2023, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires. Les actifs ne sont plus amortis depuis le 30 septembre 2022 et sont détenus dans les Autres actifs à court terme au bilan consolidé pour le secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre.

Cette page laissée intentionnellement vide

# Dirigeants et cadres d'OPG



**Wendy Kei**  
Présidente du conseil  
d'administration



**Ken Hartwick**  
Président et chef  
de la direction



**Nicole Butcher**  
Chef de l'exploitation



**Aida Cipolla**  
Chef des finances  
et vice-présidente  
principale – Finances



**Heather Ferguson**  
Vice-présidente  
principale,  
Développement des  
affaires, affaires  
corporatives



**Chris Ginther**  
Vice-président  
principal, Stratégie  
d'entreprise et  
direction commerciale  
corporative



**Steve Gregoris**  
Chef des activités  
nucléaires



**Mel Hogg**  
Chef de l'administration  
et responsable  
de l'éthique



**David Kaposi**  
Chef des  
investissements



**Mike Martelli**  
Chef de projet



**Carlton Mathias**  
Chef du service  
juridique, ESG,  
Responsable de la  
gouvernance



**Subo Sinnathamby**  
Première  
vice-présidente,  
Réfection des  
centrales nucléaires



**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 2023

Merci de recycler

**ONTARIO****POWER**  
GENERATION

Électrifier  
le quotidien