

The image shows the interior of a large industrial power plant. In the foreground, a worker wearing a white hard hat, a high-visibility orange and yellow jacket, and blue jeans is walking on a metal walkway. To the left, there is a large, circular, blue and yellow piece of machinery, likely a turbine or generator, with a metal railing in front of it. The background features large, arched windows that let in bright sunlight, creating long shadows on the floor. The ceiling is high and has exposed structural elements and lighting fixtures. The overall atmosphere is industrial and well-lit.

Ontario Power Generation Rapport annuel 2018

ONTARIOPOWER
GENERATION

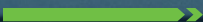


Table des matières

Faits saillants financiers 3

Revenus et faits saillants de l'exploitation 3

Profil de l'entreprise 5

Rapport annuel 2018 d'OPG 6

Déterminée à assurer la sécurité 8

Une année de croissance et de renouvellet 9

Faits saillants de l'exploitation 11

L'innovation à l'œuvre 12

De l'énergie propre à faible coût,
produite en Ontario 14

Rapport de gestion 17

États financiers consolidés 112

Notes afférentes aux états financiers consolidés 118

Membres de la haute direction d'OPG 202

Centrales d'Ontario Power Generation 203



Faits saillants financiers

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2018	2017
Revenus	5 537	5 158
Charges liées au combustible	671	689
Marge brute	4 866	4 469
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 825	2 824
Amortissement	784	679
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	985	960
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(854)	(801)
Revenus tirés de Fair Hydro Trust	(28)	(1)
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	(44)	(38)
Impôts fonciers	37	40
	3 705	3 663
Bénéfice avant autres gains, intérêts et impôts sur les bénéfices	1 161	806
Autres gains	(270)	(379)
Intérêts débiteurs, montant net	77	95
Charges d'impôts	141	209
Bénéfice net	1 213	881
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 195	860
Production d'électricité (TWh)	74,0	74,1
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 687	944

Revenus et faits saillants de l'exploitation

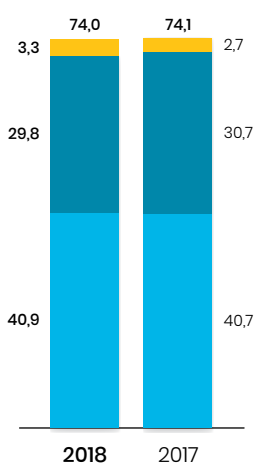
Légende

- Production nucléaire réglementée*
- Production hydroélectrique réglementée
- Production visée par contrat et autre**
- Divers

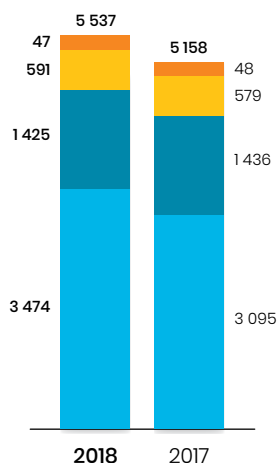
* Reflète l'incidence de la mise hors service de l'unité 2 de la centrale Darlington pour remise en état qui a commencé en octobre 2016.

** Comprend les centrales hydroélectriques et thermiques d'OPG en Ontario sous contrat, la quote-part d'OPG de sa participation de 50 % dans les centrales Portlands Energy Centre et Brighton Beach et ses centrales aux États-Unis exploitées par sa filiale, Eagle Creek Renewable Energy, LLC (Eagle Creek).

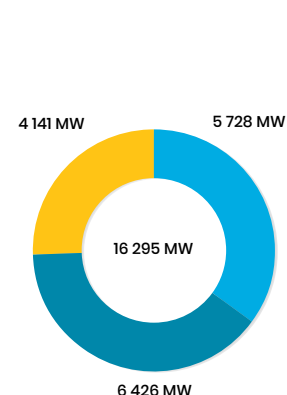
Production d'électricité (TWh)



Revenus (en millions de dollars)



Capacité de production en service (MW) au 31 déc. 2018



Au 31 décembre 2018, le portefeuille de production d'électricité d'Ontario Power Generation (OPG) avait une capacité en service de

16 295*
mégawatts (MW) :

2

centrales
nucléaires



66

centrales
hydroélectriques



63

centrales
hydroélectriques
aux États-Unis



2

centrales
thermiques



* Comprend la quote-part d'OPG de la capacité de production en service de 275 MW de la centrale Portlands Energy Centre alimentée au gaz, de 280 MW de la centrale Brighton Beach alimentée au gaz et d'environ 10 MW des centrales américaines dans lesquelles elle détient des participations minoritaires.



Profil de l'entreprise

OPG met l'accent sur la production propre, fiable et à faible coût, ainsi que sur la vente d'électricité provenant de ses actifs de production, tout en assurant une exploitation sécuritaire, transparente et responsable sur le plan de l'environnement. Constituée en vertu de la Loi sur les sociétés par actions (Ontario), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario.

En Ontario, la Société détient et exploite un portefeuille diversifié de production composé de 2 centrales nucléaires, 66 centrales hydroélectriques et 2 centrales thermiques, dont l'une est alimentée à la biomasse. Aux États-Unis, OPG détient et exploite 63 centrales hydroélectriques par l'intermédiaire de sa filiale en propriété exclusive, Eagle Creek.

En mars 2019, OPG a achevé la construction de la centrale d'énergie solaire Nanticoke de 44 MW située dans le comté de Haldimand, en Ontario. Au cours du même mois, la Société a conclu l'acquisition de la centrale hydroélectrique Little Quinnesec de 9 MW, à Niagara, dans le Wisconsin, par l'intermédiaire d'Eagle Creek.

OPG détient également deux autres centrales nucléaires, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. En outre, la Société possède, mais sans les exploiter, la centrale alimentée au gaz Brighton Beach en copropriété avec ATCO Power Canada Ltd. et la centrale Portlands Energy Centre alimentée au gaz en copropriété avec TC Energy Ltd. Par l'entremise d'Eagle Creek, OPG détient également des participations minoritaires dans 13 centrales hydroélectriques et 2 centrales d'énergie solaire aux États-Unis.



Rapport annuel 2018 d'OPG

Mot du présidente du
conseil et du président



Wendy Kei
Présidente
du conseil
d'administration



Ken Hartwick
Président et chef
de la direction



À titre de producteur d'énergie propre à faible coût le plus important de l'Ontario, OPG s'appuie sur une main-d'œuvre diversifiée et qualifiée de plus de 9 300 personnes pour générer une performance solide et fiable.

À l'échelle de nos activités et de nos bureaux, nous pouvons compter sur un groupe de professionnels chevronnés – des ouvriers qualifiés aux jeunes leaders, en passant par des ingénieurs expérimentés ou des pionniers ambitieux qui s'efforcent d'éliminer les obstacles sur les lieux de travail.

Ils sont les visages et les voix qui définissent OPG. Partout en Ontario, nos employés dévoués font une différence grâce à leur esprit d'innovation, à leur dur labeur et à la fierté qu'ils tirent de leur performance. Grâce à leur travail, nous pouvons maintenir nos unités de production en fonction 24 heures par jour, 365 jours par année. Et c'est aussi grâce à ce travail qu'OPG pourra réaliser avec succès ses projets tout en continuant de produire de l'électricité propre et fiable en Ontario à un prix inférieur de quelque 40 % au prix moyen des autres producteurs de la province.

Déterminée à assurer la sécurité



Parce que nos employés sont notre principal actif, leur sécurité est notre priorité. Tous les jours, nos employés se dévouent à l'atteinte de l'objectif d'éliminer les blessures, tout en protégeant les collectivités et l'environnement où nous travaillons. En 2018, OPG a reçu un prix de l'Association canadienne de l'électricité pour sa performance en matière de sécurité, mesurée par la fréquence des blessures consignées, la meilleure parmi son groupe de référence pour 2017. Ce prix reflète la culture solide d'OPG en matière de sécurité et notre engagement indéfectible à assurer la sécurité avant tout.



Une année de croissance et de renouvellement



En 2018, nos employés et nos partenaires de projets ont continué de se concentrer sur la réalisation de notre principal projet en cours, la réfection de la centrale Darlington, qui permettra de prolonger d'encre 30 ans la durée de vie de la centrale nucléaire Darlington et d'offrir une source de production d'électricité de base propre, fiable et à faible coût à la province pendant les décennies à venir.

Plus de 200 entreprises de partout en Ontario jouent un rôle clé dans la réalisation de la réfection, le plus grand projet d'énergie propre au Canada. En 2018, OPG a réalisé des progrès importants, notamment le démantèlement de l'unité 2, la première des quatre unités à faire l'objet d'une réfection en milieu de vie, et a commencé les travaux minutieux de réassemblage du réacteur avec les nouvelles composantes. Entre-temps, OPG a commencé la planification et les activités préalables à la réfection de l'unité 3, la prochaine unité à faire l'objet d'une réfection.

D'ici 2021, à mi-parcours des travaux de réfection de la centrale Darlington d'OPG, la demande de main-d'œuvre compétente atteindra un point culminant. OPG a mis en place des programmes comme

le programme de possibilités pour les Autochtones dans la production nucléaire, entre autres initiatives de renforcement des capacités, pour s'assurer que le projet et l'industrie nucléaire bénéficient du soutien de travailleurs hautement qualifiés.

Outre la réfection de la centrale Darlington, l'année a été riche en événements. En août 2018, l'organisme de réglementation nucléaire, la Commission canadienne de sûreté nucléaire, a octroyé à OPG un permis de 10 ans pour la centrale nucléaire Pickering, soit jusqu'à la fin des activités commerciales qui sera suivie par les activités d'arrêt sécuritaire, comme le retrait du combustible et de l'eau lourde. La prolongation du permis témoigne des efforts que nous avons déployés à la centrale Pickering et confirme que la centrale continue d'afficher une excellente performance et d'être importante pour la province. La poursuite des activités permettra de réduire les émissions de gaz à effet de serre d'un montant estimé de 17 millions de tonnes, et de générer environ 7 500 emplois.



Au cours du mois d'août également, OPG a conclu une entente visant l'acquisition de la totalité des capitaux propres d'Eagle Creek Renewable Energy, LLC, un exploitant de petites centrales d'énergie renouvelable aux États-Unis. Au 31 décembre 2018, Eagle Creek détenait et exploitait 63 petites centrales hydroélectriques d'une capacité de production de 216 MW, situées principalement aux États-Unis, dans la région du Nord-Est et dans le Midwest. Elle détenait également des participations dans 13 autres centrales hydroélectriques et dans 2 centrales d'énergie solaire d'une capacité de production de quelque 10 MW. Cette acquisition, qui a été clôturée en novembre 2018, appuie la stratégie de croissance d'OPG et aide la Société à maintenir son envergure tout en garantissant un avenir sobre en carbone.

Sur le plan des projets, nous avons construit une nouvelle centrale solaire de 44 MW sur le site de l'ancienne centrale Nanticoke alimentée au charbon, en Ontario. La centrale solaire Nanticoke, qui a été mise en service le 1^{er} mars 2019, repose sur un partenariat entre OPG, Six Nations of the Grand River et la Première Nation Mississaugas of the Credit. Les travaux de construction d'une nouvelle centrale électrique d'une seule unité de 10 MW sur le site de la centrale hydroélectrique Ranney Falls ont également bien progressé.

Ces projets visent à accroître la valeur pour notre actionnaire, la province d'Ontario, et à offrir une source de production d'électricité propre, fiable et à faible coût pour l'Ontario pendant de nombreuses années encore, de sorte qu'OPG sera en position solide pour poursuivre sa croissance au cours des années à venir.

Faits saillants de l'exploitation



En 2018, OPG a fait des avancées importantes, tant financièrement que sur le plan de l'exploitation, tout en s'efforçant de produire de l'électricité propre et à faible coût pour l'Ontario.

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire s'est établi à 1 195 millions de dollars en 2018, comparativement à 860 millions de dollars en 2017. Cette augmentation découle de la hausse des revenus des secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée, qui reflétait la décision de la Commission de l'énergie de l'Ontario prise en décembre 2017 relativement à la demande de nouveaux tarifs réglementés d'OPG. OPG a également comptabilisé un gain net après impôts de 205 millions de dollars sur la vente du site de l'ancienne centrale Lakeview.

Dans l'ensemble, la production d'électricité d'OPG est demeurée stable. En 2018, le total de l'électricité produite s'est établi à 74,0 TWh, contre 74,1 TWh en 2017. La hausse de la production d'électricité nucléaire s'explique par le nombre moins élevé de jours d'interruption planifiée à la centrale Darlington, contrebalancé en grande partie par le nombre accru de jours d'interruption prévus à la centrale Pickering. Quant à la production d'hydroélectricité réglementée, elle a diminué en raison de la baisse du débit de l'eau dans la plupart des réseaux hydrographiques. Néanmoins, la production dans le secteur Production visée par contrat et autre s'est améliorée de 0,6 TWh du fait de la demande plus élevée.



L'innovation à l'œuvre



Pour maintenir sa solidité et son efficacité dans l'avenir, OPG doit avoir recours aux nouvelles technologies et miser sur l'innovation sous toutes ses formes.

Nos partenaires du projet de réfection de la centrale Darlington ne cessent d'évoluer et d'améliorer leurs produits et leurs technologies pour trouver des solutions aux problèmes qui se posent et réaliser des gains d'efficacité. Dans le cadre de nos activités nucléaires et hydroélectriques, nous nous appuyons sur des techniques et des outils novateurs, de l'impression 3D à la réalité augmentée, pour tenter de contrôler les coûts d'exploitation.

Nous continuons également d'établir de nouveaux partenariats qui permettront à OPG de se maintenir à la fine pointe de la technologie. En juin 2018, nous avons annoncé la conclusion d'un partenariat avec BWX Technologies, Inc., afin de commencer bientôt à produire le molybdène-99, un isotope qui a une importance vitale, à partir des réacteurs de la centrale Darlington. L'isotope est utilisé à des fins diagnostiques pour détecter des maladies comme le cancer et la cardiopathie. Selon la nouvelle entente, la centrale nucléaire Darlington sera la seule à produire le molybdène-99 en Amérique du Nord et à assurer l'approvisionnement national de ce produit critique.





OPG continue également de soutenir la recherche et le développement dans le domaine des petits réacteurs modulaires, des centrales nucléaires de petite taille, sûres et adaptables qui pourraient bien être une source d'électricité fiable et sans production de carbone de prochaine génération. Et nous ne cessons de faire la promotion des véhicules électriques et de l'électrification du secteur du transport. Récemment, nous nous sommes joints à l'initiative EV100 de The Climate Group pour réaffirmer notre engagement à convertir à l'électricité notre parc de véhicules et à installer davantage de bornes de recharge sur nos sites.

Enfin, nous construisons, conjointement avec la Première Nation de Gull Bay, un microréseau qui utilisera l'énergie solaire, le stockage dans des batteries

et la technologie de contrôle pour aider à réduire de 110 000 litres par année la dépendance de la collectivité à l'égard du diesel.



De l'énergie propre à faible coût, produite en Ontario



OPG et ses employés ont plusieurs raisons d'être fiers. Depuis plus de 100 ans, nous fournissons de l'électricité à la population de l'Ontario, et ce, dans un esprit beaucoup plus large visant la pureté de l'air, la création d'emplois, le renforcement de nos collectivités et de l'environnement et en assurant l'avenir de la production d'énergie.

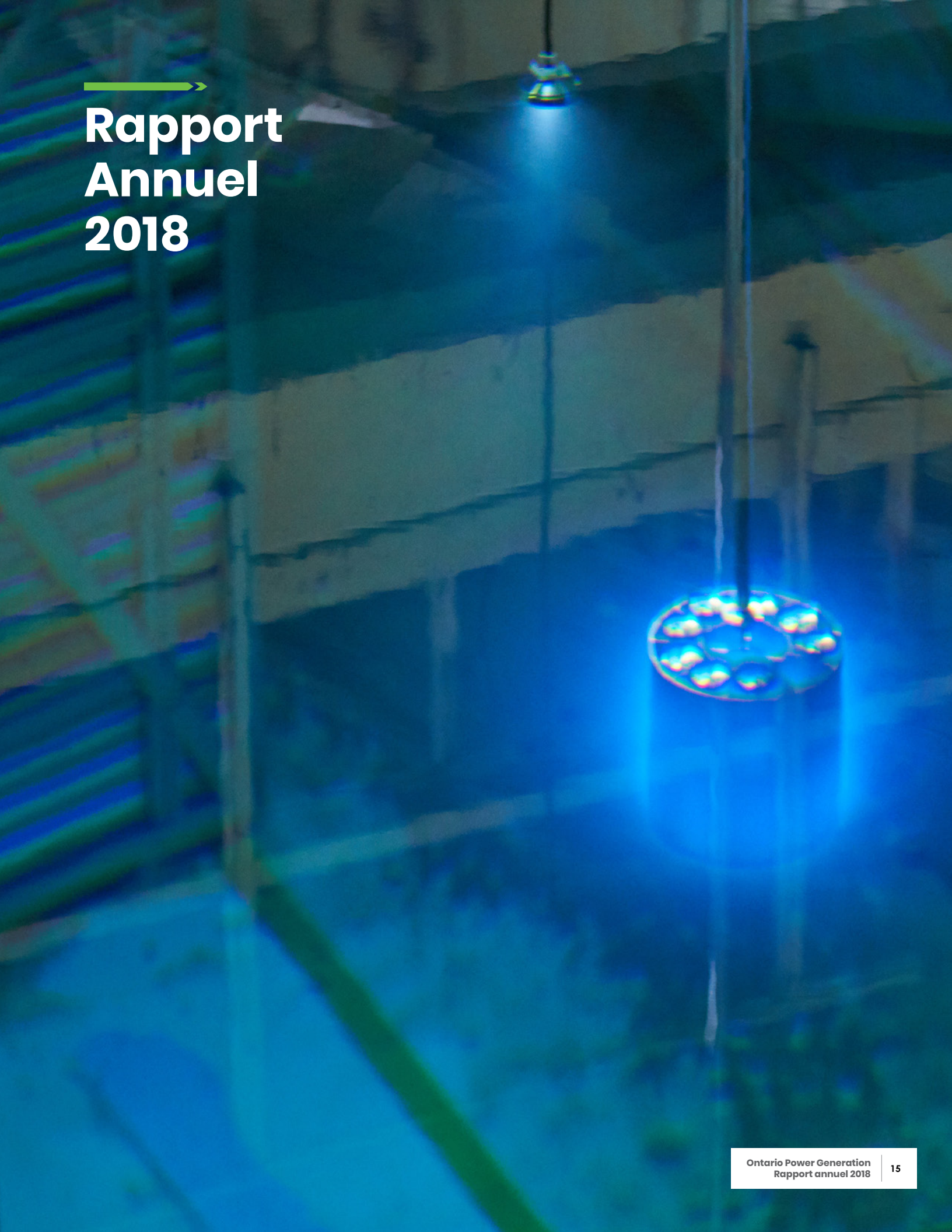
Depuis les débuts de son prédécesseur, il y a plus d'un siècle, OPG s'appuie sur l'innovation et l'expertise technique pour bâtir des centrales de classe mondiale et offrir une source d'électricité propre, fiable et à faible coût aux Ontariens. En continuant d'innover et de s'adapter, OPG garantira sa viabilité, sa durabilité et sa vigueur, de sorte que les Ontariens peuvent s'attendre à bénéficier d'une source d'électricité propre et fiable pendant un autre siècle.

Nous sommes fiers de tout ce que nous avons accompli en 2018 et sommes convaincus que 2019 sera une autre année de solides performance et croissance. Nous tenons à remercier nos employés pour leur travail inlassable et leur contribution à OPG.



Wendy Kei
Présidente du conseil
d'administration

Ken Hartwick
Président et chef
de la direction



Rapport Annuel 2018



Table des matières

Énoncés prospectifs	17
La Société.....	18
Mécanismes de revenus pour la production réglementée et la production non réglementée	20
Faits saillants	23
Activités de base, stratégie et perspectives	30
Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable	44
Secteurs d'activité.....	57
Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité.....	59
Production nucléaire réglementée	59
Gestion des déchets nucléaires réglementée	60
Production hydroélectrique réglementée	61
Production visée par contrat et autre.....	62
Fair Hydro Trust.....	63
Situation de trésorerie et sources de financement.....	64
Faits saillants du bilan.....	68
Méthodes et estimations comptables critiques	69
Gestion des risques	81
Opérations entre parties liées.....	94
Contrôle interne à l'égard de l'information financière et contrôles de communication de l'information	96
Quatrième trimestre	97
Faits saillants financiers trimestriels	100
Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR	102

États financiers consolidés

Responsabilité de la direction à l'égard de la présentation de l'information financière.....	108
Rapport de l'auditeur indépendant.....	109
États financiers consolidés	112
Notes afférentes aux états financiers consolidés.....	118

ONTARIO POWER GENERATION INC.

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés audités d'Ontario Power Generation Inc. (OPG ou la Société) au 31 décembre 2018 et pour l'exercice clos à cette date. Les états financiers consolidés d'OPG sont préparés selon les principes comptables généralement reconnus (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) (la Loi), OPG a adopté les PCGR des États-Unis pour la présentation de ses états financiers consolidés à compter du 1^{er} janvier 2012. De plus, depuis le 1^{er} janvier 2012, OPG a obtenu une dispense de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (la CVMO) lui permettant d'appliquer les PCGR des États-Unis plutôt que les Normes internationales d'information financière (IFRS). En avril 2018, la CVMO a accordé à OPG une dispense lui permettant de continuer d'appliquer les PCGR des États-Unis jusqu'au 1^{er} janvier 2024. Les modalités de la dispense sont soumises à certaines conditions, de sorte que la dispense pourrait prendre fin avant le 1^{er} janvier 2024. Se reporter à la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques*. Le présent rapport de gestion est daté du 7 mars 2019.

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, 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, stratégie 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 et à la disponibilité des centrales d'OPG, aux coûts du combustible, à la production de base excédentaire, au coût lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, au rendement des fonds de placement, à la réfection d'installations existantes, à l'aménagement et à la construction de nouvelles installations, aux obligations et aux fonds liés aux régimes de retraite à prestations déterminées et aux avantages complémentaires de retraite, aux impôts sur les bénéfices, aux nouveaux projets de règlements, à l'évolution continue de l'industrie de l'électricité en Ontario et aux États-Unis, à l'application continue et au renouvellement d'ententes d'achat d'électricité pour les centrales non réglementées, aux taux de change, 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, aux événements liés à la poursuite des activités, aux conditions climatiques, au financement et aux liquidités, 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, à la *Loi de 2017 sur le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables* (le Plan), et aux prévisions de bénéfice, de flux de trésorerie, du rendement des capitaux propres excluant le cumul des autres éléments du résultat étendu, du coût total de la production, des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, du maintien en poste du personnel clé, et du rendement des fournisseurs et des tiers. Par conséquent, il est conseillé de ne pas se fier indûment à ces

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 de ces énoncés prospectifs pour refléter de nouvelles informations ou des événements futurs, ou autrement.

Utilisation de mesures financières non conformes aux PCGR

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

- Rendement des capitaux propres à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu
- Coût total de la production de l'entreprise par MWh
- Coût total de la production nucléaire par MWh
- Coût total de la production hydroélectrique par MWh
- Marge brute

Pour une description de chaque mesure non conforme aux PCGR utilisée dans le présent rapport de gestion et un rapprochement détaillé de la mesure conforme aux PCGR des États-Unis la plus directement comparable, se reporter à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures de la performance financière 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) (la LSAO), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario (la Province ou l'actionnaire). Au 31 décembre 2018, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 16 295 mégawatts (MW).

Au 31 décembre 2018, OPG détenait et exploitait deux centrales nucléaires, 66 centrales hydroélectriques, deux centrales thermiques et une centrale éolienne en Ontario, au Canada. De plus, OPG et TransCanada Energy Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Portlands Energy Centre (PEC) de 550 MW, et OPG et ATCO Power Canada Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Brighton Beach (Brighton Beach) de 560 MW, toutes deux situées en Ontario. Les produits tirés des installations détenues en copropriété sont comptabilisés à la valeur de consolidation, et la quote-part du bénéfice revenant à OPG est présentée à titre de revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable dans le secteur Production visée par contrat et autre.

Le 27 novembre 2018, OPG a fait l'acquisition d'une participation de 100 % dans Eagle Creek Renewable Energy, LLC (Eagle Creek), qui détient et exploite des centrales hydroélectriques aux États-Unis. Compte tenu de l'acquisition d'Eagle Creek, OPG détient et exploite 63 centrales hydroélectriques et des participations minoritaires dans 13 centrales hydroélectriques et deux centrales d'énergie solaire dans 13 États américains. Les résultats d'exploitation liés à ces centrales acquises sont consolidés dans les résultats financiers de la Société et sont présentés dans le secteur Production visée par contrat et autre. L'acquisition d'Eagle Creek est décrite à la rubrique *Faits saillants*, sous *Faits nouveaux – Acquisition d'Eagle Creek Renewable Energy*.

OPG possède également deux autres centrales nucléaires en Ontario, la centrale Bruce A et la centrale Bruce B, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. (Bruce Power). Les produits tirés de ces centrales louées 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 et les autres statistiques d'exploitation figurant dans le présent rapport. OPG n'exploite pas la centrale PEC, la centrale Brighton Beach, la centrale Bruce A, la centrale Bruce B et les centrales dans lesquelles elle détient des participations minoritaires aux États-Unis.

La quote-part revenant à OPG de la capacité en service et du volume de production des installations détenues en copropriété et des participations minoritaires est comprise dans les statistiques sur le portefeuille de production figurant dans le présent rapport.

Structure de présentation de l'information d'OPG

Au 31 décembre 2018, OPG se composait des secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production visée par contrat et autres
- Fair Hydro Trust.

Au quatrième trimestre de 2018, OPG a renommé son secteur Portefeuille de production liée par contrat en Production visée par contrat et autre, pour refléter l'ajout des résultats d'exploitation de l'entreprise Eagle Creek acquise récemment, qui génère des revenus provenant d'une combinaison de contrats d'approvisionnement en énergie et de capacité à long terme et de fourniture d'énergie et de capacité aux marchés de gros au comptant de l'électricité.

OPG bénéficie de tarifs réglementés pour l'électricité produite par la plupart 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 comprennent 54 centrales hydroélectriques installées sur de nombreux réseaux hydrographiques importants en Ontario, la centrale nucléaire Pickering (la centrale Pickering) et la centrale nucléaire Darlington (la centrale Darlington).

Les résultats d'exploitation des installations réglementées sont présentés dans les secteurs Production nucléaire réglementée, Gestion des déchets nucléaires réglementée et Production hydroélectrique réglementée. En ce qui concerne les autres installations en exploitation d'OPG, les résultats d'exploitation sont décrits dans le secteur Production visée par contrat et autre. Une description de tous les secteurs d'OPG se trouve à la rubrique *Secteurs d'activité*.

Capacité de production en service

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

(MW)	2018	2017
Production nucléaire réglementée ¹	5 728	5 728
Production hydroélectrique réglementée	6 426	6 426
Production visée par contrat et autre ²	4 141	4 056
Total	16 295	16 210

¹ La capacité de production en service au 31 décembre 2018 et au 31 décembre 2017 excluait l'unité 2 de la centrale Darlington. L'unité, dont la capacité de production est de 878 MW, a été mise à l'arrêt en octobre 2016 et, à l'heure actuelle, fait l'objet d'une réfection.

² Aux 31 décembre 2018 et 2017, la capacité de production en service comprend la quote-part d'OPG de la capacité de production en service de 275 MW de PEC et de 280 MW de Brighton Beach. Au 31 décembre 2018, la capacité de production en service comprend également la quote-part d'Eagle Creek de la capacité de production en service d'environ 10 MW des centrales dans lesquelles elle détient des participations minoritaires.

Au 31 décembre 2018, la capacité totale en service a augmenté de 85 MW par rapport à celle de 2017. L'augmentation découle principalement de l'acquisition d'Eagle Creek en novembre 2018, contrebalancée en partie par la fermeture de la centrale alimentée à la biomasse Thunder Bay. Elle reflète également l'achèvement de la réparation et de la mise à niveau de l'unité 1 de la centrale hydroélectrique Harmon et de l'unité 2 de la centrale hydroélectrique Little Long, qui ont été remises en service en 2018.

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

Production réglementée

La CEO fixe les tarifs de l'électricité produite par les centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées d'OPG. Le tableau qui suit présente les tarifs réglementés approuvés par la CEO pour l'électricité produite par ces centrales pour la période du 1^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2021 en vigueur à la date du présent rapport de gestion :

	2017 Du 1 ^{er} janvier au 31 mai ¹	2017 Du 1 ^{er} juin au 31 décembre	2018	2019	2020	2021
(\$/MWh)						
Production nucléaire réglementée						
Tarif réglementé de base	59,29	77,96	78,64	77,00	85,00	89,70
Avenant visant le recouvrement du manque à gagner pour la période intermédiaire ²	-	-	2,88	7,71	5,64	-
Avenants tarifaires sur les comptes de report et d'écarts ³	-	-	1,05	4,99	4,32	6,13
	59,29	77,96	82,57	89,70	94,96	95,83
Production hydroélectrique réglementée						
Tarif réglementé de base ⁴	40,72	41,67	42,05	42,51	s. o.	s. o.
Avenant visant le recouvrement du manque à gagner pour la période intermédiaire ²	-	-	0,13	0,35	0,24	-
Avenants tarifaires sur les comptes de report et d'écarts ³	-	-	0,52	2,60	2,26	2,05
	40,72	41,67	42,70	45,46	s. o.	s. o.

¹ Les tarifs réglementés de base en vigueur avant le 1^{er} juin 2017 ont été établis aux termes de la décision rendue par la CEO en novembre 2014 et de l'ordonnance du montant des paiements de décembre 2014, qui ont pris effet le 1^{er} novembre 2014.

² Dans son ordonnance du montant des paiements publiée le 29 mars 2018, la CEO a autorisé des avenants tarifaires distincts pour permettre le recouvrement, au cours de la période du 1^{er} mars 2018 au 31 décembre 2020, du manque à gagner entre les nouveaux tarifs de base réglementés approuvés et en vigueur le 1^{er} juin 2017 et les tarifs de base réglementés approuvés antérieurement qu'OPG a continué de recevoir pendant la période intermédiaire du 1^{er} juin 2017 au 28 février 2018.

³ À compter de 2018, les avenants des comptes de report et d'écarts reflètent l'ordonnance du montant des paiements de la CEO de mars 2018 dans laquelle elle autorisait le recouvrement des soldes comptabilisés dans les comptes de report et d'écarts au 31 décembre 2015 et, à compter de 2019, ils tiennent compte également de la décision du 21 février 2019 de la CEO dans laquelle elle autorisait le recouvrement des soldes comptabilisés dans les comptes de report et d'écarts au 31 décembre 2017.

⁴ Pour 2020 et 2021, les tarifs de base réglementés pour les centrales hydroélectriques réglementées seront fixés annuellement grâce à un ajustement déterminé selon la formule de réglementation incitative approuvée par la CEO et des indices d'inflation publiés par la CEO.

Les tarifs de base réglementés en vigueur depuis le 1^{er} juin 2017 ont été établis conformément à l'ordonnance du montant des paiements de la CEO du 29 mars 2018, selon une méthode de tarification incitative pour les centrales hydroélectriques et un cadre de réglementation incitative adapté pour les centrales nucléaires. L'ordonnance du montant des paiements tient compte des observations contenues dans la décision de la CEO publiée en décembre 2017 sur la demande de nouveaux tarifs réglementés d'OPG pour la période de 2017 à 2021.

Les tarifs de base réglementés applicables aux centrales hydroélectriques réglementées en vigueur depuis le 1^{er} juin 2017 sont fixés en augmentant chaque année les tarifs de base réglementés en vigueur avant le 1^{er} juin 2017, avec certains ajustements, selon une formule approuvée qui prend en compte un facteur d'inflation pondérée propre à l'industrie fondé sur des indices publiés annuellement par la CEO, diminué d'un facteur de productivité supplémentaire. Les tarifs de base réglementés des centrales nucléaires ont été fixés pour la période du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2021 selon une approche de nivellement des tarifs qui reporte une partie des besoins en revenus annuels tirés de la production nucléaire approuvés en vue d'un recouvrement futur dans le compte de report lié au nivellement des tarifs, dans le but de stabiliser les variations de l'ensemble des tarifs réglementés pondérés par la production d'OPG d'une année à l'autre, conformément aux exigences du *Règlement de l'Ontario 53/05*, en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. En ce qui concerne les centrales nucléaires, les besoins en revenus approuvés pour chacune des années allant de 2017 à 2021 sont fondés sur les charges d'exploitation d'OPG autorisées par la CEO et sur le rendement du capital investi, qui est considéré comme le tarif de base. Pour OPG, la base tarifaire représente le niveau net moyen des investissements dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels réglementés en service et une provision pour le fonds de roulement.

Les montants reportés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs aux fins de recouvrement futur sont comptabilisés à titre de revenus au cours de la période à laquelle les besoins en revenus approuvés sous-jacents se rapportent. Selon le règlement, 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 remise en état de la centrale Darlington.

Les avenants tarifaires relatifs aux comptes de report et d'écarts pour OPG sont établis pour recouvrer ou rembourser les soldes approuvés dans les comptes de report et d'écarts réglementaires autorisés par la CEO (comptes réglementaires). Généralement, les comptes de report et d'écarts comprennent, aux fins d'examen et d'approbation ultérieurs, les écarts entre les coûts et les revenus réels par rapport aux montants prévus correspondants qui ont 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. Les avenants tarifaires liés aux comptes de report et d'écarts en vigueur pour la période du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2021 ont été établis conformément à l'ordonnance du montant des paiements de la CEO de mars 2018 et à la décision et à l'ordonnance de la CEO publiées le 21 février 2019 relatives à la demande de reprise du compte de report et d'écarts d'août 2018 d'OPG dont il est fait mention plus loin à la rubrique *Faits saillants*, sous *Faits nouveaux – Décision de la CEO relative à la demande d'OPG de recouvrer les comptes de report et d'écarts*. Les revenus tirés du recouvrement des soldes des comptes réglementaires ont été en grande partie contrebalancés par l'amortissement des actifs réglementaires et des passifs réglementaires comptabilisés relativement à ces soldes.

Production non réglementée

La quasi-totalité des actifs non réglementés d'OPG en Ontario fait l'objet de conventions d'approvisionnement en énergie (CAE) avec la SIERE.

En 2018, des CAE étaient en vigueur à l'égard des centrales thermiques suivantes :

- Centrale Lennox : La capacité et la production d'électricité de cette centrale font l'objet d'une CAE pour la période du 1^{er} janvier 2013 au 30 septembre 2022.
- Centrale Atikokan : La capacité et la production d'électricité de cette centrale font l'objet d'une CAE d'une durée de dix ans venant à échéance en juillet 2024.

- Centrale Thunder Bay : La capacité et la production d'électricité de cette centrale font l'objet d'une CAE d'une durée de cinq ans venant à échéance en janvier 2020. Le 26 juillet 2018, OPG a conclu une entente avec la SIERE afin de résilier la CAE, avec prise d'effet le 30 juin 2018, comme il est mentionné à la rubrique *Faits saillants* sous *Faits nouveaux – Résiliation de la convention d'approvisionnement en énergie de la centrale Thunder Bay*.

De plus, des CAE hydroélectriques à long terme sont en place à l'égard des centrales suivantes en Ontario, qui viendront à échéance entre 2059 et 2067 :

- Centrales Lac Seul et Ear Falls
- Centrale Healey Falls
- Centrales Sandy Falls, Wawaitin, Lower Sturgeon et Hound Chute
- Centrales Little Long, Harmon, Smoky Falls et Kipling
- Centrale Peter Sutherland Sr.

La centrale solaire Nanticoke sera exploitée en vertu d'un contrat d'approvisionnement de grands projets d'énergie renouvelable 1 (AGER 1) d'une durée de 20 ans avec la SIERE à la confirmation du début des activités commerciales par la SIERE, qui devrait être reçue d'ici la fin du premier trimestre de 2019. Le projet est analysé plus en détail à la rubrique *Activités de base, stratégie et perspectives* sous *Excellence des projets – Centrale solaire Nanticoke*.

Un certain nombre de centrales hydroélectriques d'OPG aux États-Unis exploitées par Eagle Creek tirent leurs revenus de contrats de fourniture d'énergie et de capacité à long terme venant à échéance entre 2019 et 2039.

FAITS SAILLANTS

Aperçu des résultats d'exploitation

Cette section donne un aperçu des résultats d'exploitation d'OPG pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017 :

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2018	2017
Revenus	5 537	5 158
Charges liées au combustible	671	689
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 825	2 824
Amortissement	784	679
Autres gains, déduction faite des charges	(174)	(219)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	1 431	1 185
Intérêts débiteurs, montant net	77	95
Charges d'impôts	141	209
Bénéfice net	1 213	881
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 195	860
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle ¹	18	21
<i>Production d'électricité (TWh)²</i>	74,0	74,1
<i>Flux de trésorerie</i>		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 687	944
<i>Résultats par secteur</i>		
Production nucléaire réglementée	351	57
Production hydroélectrique réglementée	594	614
Production visée par contrat et autre	301	300
Total des activités de production d'électricité des secteurs	1 246	971
Gestion des déchets nucléaires réglementée	(117)	(150)
Fair Hydro Trust	27	-
Autres	275	364
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	1 431	1 185

¹ A trait à la participation de 25 % de la société financière Amisk-oo-Skow, propriété exclusive de la Première Nation Moose Cree, dans Lower Mattagami Limited Partnership, à la participation de 33 % de Coral Rapids Power Corporation (CRP), propriété exclusive de la Nation Taykwa Tagamou, dans PSS Generating Station Limited Partnership (PSS) et à la participation de 10 % d'une société en propriété exclusive de Six Nations of the Grand River Development Corporation dans Nanticoke Solar LP.

² Comprend la quote-part revenant à OPG de la production attribuable à ses participations de 50 % dans les centrales PEC et Brighton Beach. Du 27 novembre 2018 au 31 décembre 2018, comprend également la production des centrales d'Eagle Creek, y compris la quote-part de la production des participations minoritaires dans 13 centrales hydroélectriques et deux centrales solaires.

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire s'est établi à 1 195 millions de dollars en 2018, en hausse de 335 millions de dollars par rapport à 2017. Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices s'est établi à 1 431 millions de dollars en 2018, en hausse de 246 millions de dollars par rapport à 2017. L'information qui suit résume les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart :

Principaux facteurs qui ont entraîné l'augmentation du bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices :

- Augmentation d'environ 359 millions de dollars des revenus des secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée reflétant l'incidence des nouveaux tarifs réglementés approuvés

par la CEO dans sa décision de décembre 2017 et l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 relative à la demande de nouveaux tarifs réglementés d'OPG, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2017.

- Un gain avant impôts de 273 millions de dollars sur la vente du site de l'ancienne centrale Lakeview comptabilisé dans le bénéfice net à la conclusion de la transaction au premier trimestre de 2018, comme il est décrit plus en détail à la rubrique *Faits nouveaux – Vente du site de la centrale Lakeview*.
- La hausse des bénéfices de 33 millions de dollars du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée surtout attribuable à l'augmentation du rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (Fonds distincts nucléaires), en partie contrebalancée par une hausse de la charge de désactualisation découlant de l'augmentation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires (passifs nucléaires).

Principaux facteurs qui ont entraîné la diminution du bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices :

- Gain avant impôt de 378 millions de dollars à la vente des locaux du siège social et du parc de stationnement adjacent d'OPG comptabilisé au deuxième trimestre de 2017.
- Hausse de 56 millions de dollars de la dotation aux amortissements, à l'exclusion de la charge d'amortissement liée au recouvrement des soldes dans les comptes réglementaires, découlant surtout de la dépréciation des nouveaux actifs mis en service.

Les intérêts débiteurs, montant net, ont reculé de 18 millions de dollars en 2018 en regard de 2017. Le recul s'explique avant tout par la hausse des frais d'intérêts capitalisés pour le projet de réfection de la centrale Darlington, partiellement contrebalancée par la baisse des frais d'intérêts reportés dans les comptes réglementaires.

La charge d'impôts a diminué de 68 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017. La diminution s'explique surtout par un crédit d'impôt remboursable de 87 millions de dollars et par le montant plus élevé de la charge d'impôts reportés comptabilisée à titre d'actif réglementaire en 2018, partiellement contrebalancés par la hausse du bénéfice avant impôts.

Production d'électricité

La production d'électricité pour 2018 et 2017 s'est établie comme suit :

(TWh)	2018	2017
Production nucléaire réglementée	40,9	40,7
Production hydroélectrique réglementée	29,8	30,7
Production visée par contrat et autre ¹	3,3	2,7
Total de la production d'électricité d'OPG	74,0	74,1
Total de la production d'électricité par les autres producteurs d'électricité de l'Ontario ²	73,7	70,5

¹ Comprend la quote-part revenant à OPG de la production attribuable à ses participations de 50 % dans les centrales PEC et Brighton Beach. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, comprend la production de 0,1 TWh des centrales d'Eagle Creek pour la période du 27 novembre 2018 au 31 décembre 2018.

² La production autre que d'OPG est calculée comme la demande d'électricité en Ontario plus les exportations nettes publiées par la SIERE, moins la production d'électricité d'OPG en Ontario.

Le total de la production d'électricité d'OPG a diminué de 0,1 térawattheure (TWh) en 2018, du fait principalement de la baisse de la production d'électricité du secteur Production hydroélectrique réglementée, contrebalancée en partie par la hausse de la production d'électricité des secteurs Production nucléaire réglementée et Production visée par contrat et autre.

La production d'électricité du secteur Production hydroélectrique réglementée a baissé de 0,9 TWh en 2018, principalement en raison de la hausse du débit de l'eau dans la plupart des réseaux hydrographiques en Ontario en 2017.

La hausse de 0,2 TWh de la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée en 2018 s'explique surtout par le nombre moins élevé de jours d'interruption planifiée à la centrale Darlington, contrebalancé en grande partie par le nombre accru de jours d'interruption à la centrale Pickering.

La production d'électricité du secteur Production visée par contrat et autre a augmenté de 0,6 TWh en 2018, en raison surtout de l'accroissement de la demande d'électricité en Ontario qui a entraîné une augmentation de la production d'électricité des centrales autres qu'hydroélectriques liées par contrat et du fait en partie de la production d'électricité des centrales d'Eagle Creek après la clôture de l'acquisition le 27 novembre 2018.

Les résultats d'exploitation d'OPG sont touchés par des variations de la demande d'électricité sur le réseau découlant des fluctuations saisonnières des conditions climatiques, des changements dans la situation économique, de l'incidence de la production à petite échelle intégrée aux réseaux de distribution et de l'incidence des efforts de conservation dans la province. Selon la SIERE, la demande d'électricité en Ontario a été de 137,4 TWh en 2018 et de 132,1 TWh en 2017, déduction faite des exportations d'électricité hors de la province.

La suroffre sur le marché de l'Ontario est gérée par la SIERE, principalement au moyen de réductions de la production des centrales hydroélectriques et de certaines centrales nucléaires et d'autres ressources renouvelables connectées au réseau. La suroffre d'énergie de base en Ontario a été moins importante en 2018 qu'en 2017, du fait essentiellement de l'accroissement de la demande d'électricité en Ontario et de la baisse du débit de l'eau dans la plupart des réseaux hydrographiques de la province, ce qui a donné lieu à une perte de production totale d'hydroélectricité pour OPG en raison de la production de base excédentaire de 3,5 TWh en 2018 et de 5,9 TWh en 2017. L'incidence sur la marge brute de la production perdue aux centrales hydroélectriques réglementées d'OPG en raison d'une production excédentaire en 2018 et 2017 a été contrebalancée par l'incidence d'un compte d'écarts réglementaire autorisé par la CEO. La production perdue aux centrales hydroélectriques réglementées d'OPG en raison d'une production excédentaire a été de 3,2 TWh en 2018 et de 5,2 TWh en 2017. OPG n'a pas renoncé à la production d'électricité de ses centrales nucléaires Pickering et Darlington en raison de la production excédentaire.

Prix de vente moyens

La plus grande partie de la production d'OPG est assurée par les secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée. Les tarifs réglementés approuvés par la CEO pour l'électricité produite par ces secteurs sont analysés à la rubrique *Mécanismes de revenus pour la production réglementée et la production non réglementée*.

Le prix de vente moyen pour le secteur Production nucléaire réglementée en 2018 s'est établi à 7,7 cents par kilowattheure (¢/kWh), comparativement à 7,1 ¢/kWh en 2017. L'augmentation du prix de vente moyen reflétait principalement l'incidence des nouveaux tarifs de base réglementés approuvés par la CEO dans sa décision de décembre 2017 et dans l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2017. La hausse du prix de vente moyen pour l'exercice a été contrebalancée en partie par une reprise partielle de l'actif réglementaire au titre du manque à gagner pour la période intermédiaire du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2017 comptabilisée initialement au quatrième trimestre de 2017 pour tenir compte de l'incidence, selon la meilleure estimation de la direction, de la décision rendue par la CEO en décembre 2017, fondée sur les tarifs réglementés proposés par OPG dans la présentation du projet d'ordonnance de paiement à la CEO en janvier 2018. La reprise partielle a été comptabilisée au premier trimestre de 2018 pour refléter la publication de l'ordonnance définitive du montant des paiements en mars 2018, qui a apporté certains ajustements au projet d'ordonnance d'OPG. Ces ajustements n'ont pas eu d'incidence importante sur les résultats d'exploitation en 2018, puisque l'incidence sur les revenus et sur le bénéfice de la reprise partielle de l'actif réglementaire au titre du manque à gagner de la période intermédiaire a été contrebalancée en grande partie par la reprise du passif réglementaire au titre du compte de report lié au nivellement des tarifs comptabilisé initialement au quatrième trimestre de 2017 fondée sur les tarifs réglementés proposés dans la présentation du projet d'ordonnance de paiement. En vertu de l'ordonnance du montant des paiements définitive, aucun montant ne sera comptabilisé dans le compte de report lié au nivellement des tarifs pour 2017, 2018 ou 2021, et un montant d'environ 500 millions de dollars sera reporté sur la période de

2019-2020 aux fins de recouvrement futur. Les montants reportés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs ne sont pas inclus dans le calcul du prix de vente moyen jusqu'à ce qu'ils soient réglés par les consommateurs.

Le prix de vente moyen pour le secteur Production hydroélectrique réglementée en 2018 a été de 4,3 ¢/kWh, contre 4,2 ¢/kWh en 2017. L'augmentation du prix de vente moyen en 2018 reflétait principalement l'incidence des nouveaux tarifs de base réglementés approuvés par la CEO dans sa décision de décembre 2017 et dans l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2017.

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 1 687 millions de dollars en 2018, contre 944 millions de dollars en 2017. La hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation est surtout attribuable à la hausse des entrées de fonds au comptant provenant des revenus tirés de la production, ce qui reflète l'incidence des nouveaux tarifs réglementés mis en œuvre à la suite de la publication de l'ordonnance définitive de la CEO du montant des paiements en mars 2018.

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

Le rendement des capitaux propres (RCP) à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu est un indicateur de la conformité du rendement d'OPG à la stratégie de la Société d'offrir de la valeur à l'actionnaire. Le RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu est mesuré sur une période de douze mois. En 2018, il s'est établi à 9,5 % contre 7,6 % en 2017. L'augmentation du RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu découlait essentiellement de la hausse du bénéfice net attribuable à l'actionnaire découlant de l'accroissement des revenus qui reflétait l'incidence sur un exercice complet des nouveaux tarifs réglementés approuvés par la CEO en vigueur depuis le 1^{er} juin 2017.

Les gains à la vente du site de l'ancienne centrale Lakeview en 2018 et des locaux du siège social et du parc de stationnement adjacent en 2017, y compris l'incidence du dividende spécial connexe autorisé et payé en mars 2018, et l'incidence fiscale de ces transactions ont contribué à hauteur d'environ 2,2 % au RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu pour les douze mois clos le 31 décembre 2018 et à hauteur d'environ 2,5 % pour les douze mois clos le 31 décembre 2017.

Coût total de la production de l'entreprise par MWh

Le coût total de la production de l'entreprise par MWh s'est établi à 53,24 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, contre 50,66 \$ en 2017. La hausse du coût total de la production de l'entreprise par MWh s'explique surtout par la baisse de la production d'hydroélectricité ajustée pour tenir compte de la production de base excédentaire reflétant les débits d'eau plus élevés en 2017 et les dépenses d'investissement plus importantes en 2018.

Coût total de la production nucléaire par MWh

Le coût total de la production nucléaire par MWh a été de 72,00 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, contre 70,95 \$ pour la période correspondante de 2017. L'augmentation du coût total de la production nucléaire par MWh s'explique principalement par la hausse des dépenses d'investissement requises pour améliorer la fiabilité de l'équipement.

Coût total de la production hydroélectrique par MWh

Le coût total de la production hydroélectrique par MWh a été de 25,88 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, contre 23,79 \$ en 2017. La hausse du coût total de la production hydroélectrique par MWh s'explique surtout par la baisse de la production d'électricité ajustée pour tenir compte de la production de base excédentaire reflétant les débits d'eau plus élevés en 2017.

Faits nouveaux

Acquisition d'Eagle Creek Renewable Energy

Le 27 novembre 2018, la Société a conclu l'acquisition d'Eagle Creek pour une contrepartie de 298 millions de dollars américains, sous réserve d'ajustements au fonds de roulement et des autres ajustements habituels, une plateforme d'hydroélectricité avec des participations dans 76 centrales hydroélectriques et deux centrales solaires aux États-Unis. L'acquisition constitue une occasion d'accroître la portée géographique du portefeuille de production d'électricité renouvelable d'OPG, en faisant l'acquisition d'actifs de production d'énergie propre qui s'inscrivent dans la stratégie d'OPG.

Au 31 décembre 2018, la capacité de production en service du portefeuille d'Eagle Creek s'établissait à environ 226 MW, y compris la quote-part des participations minoritaires dans certaines centrales. La plupart des installations d'Eagle Creek sont exploitées dans les marchés de l'électricité de la Nouvelle-Angleterre, du Midwest et de New York. Eagle Creek mène ses activités à titre de filiale en propriété exclusive d'OPG.

Décision de la CEO sur la demande d'OPG de recouvrer les comptes de report et d'écarts

Conformément à la décision de la CEO de décembre 2017, le 9 août 2018, OPG a déposé auprès de la CEO une demande d'utilisation du compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement au 31 décembre 2017 et des soldes accumulés entre le 1^{er} janvier 2016 et le 31 décembre 2017 dans d'autres comptes réglementaires. OPG a demandé l'utilisation de ces soldes sous la forme d'avenants tarifaires nucléaires et hydroélectriques additionnels à compter du 1^{er} janvier 2019.

Le 21 février 2019, la CEO a publié une décision et une ordonnance dans lesquelles elle approuvait une entente de règlement intégral conclue par OPG et les intervenants autorisant l'utilisation des comptes réglementaires demandée par OPG, ce qui a donné lieu à l'approbation de recouvrer un montant total de 1,3 milliard de dollars comptabilisé dans ces comptes et l'incidence fiscale connexe, sans ajustement. La décision et l'ordonnance de la CEO permet à OPG de recouvrer un montant de 535 millions de dollars sur les soldes approuvés sous la forme d'avenants tarifaires nucléaires et hydroélectriques réglementés additionnels pour la période du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2021. Les soldes approuvés restants seront recouverts après 2021. Les nouveaux avenants tarifaires contribueront à l'amélioration des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, mais n'auront pas d'incidence importante sur le bénéfice net, puisque les revenus provenant du recouvrement des soldes des comptes réglementaires sont en grande partie contrebalancés par l'amortissement lié à ces soldes. Le montant total des soldes de 1,3 milliard de dollars qui a été approuvé comprenait des soldes de 433 millions de dollars approuvés antérieurement, mais dont le recouvrement n'a pas encore été approuvé par la CEO. Les montants recouverts du compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement sera assujéti aux frais financiers en faveur des consommateurs, à un taux d'intérêt prescrit et fixé chaque trimestre par la CEO en fonction du rendement trimestriel d'un indice d'obligations de sociétés à moyen terme.

Également, dans sa demande du 9 août 2018, la CEO a demandé à ce que l'ajustement annuel de la formule établisse les tarifs réglementés de base de 2019 pour les centrales hydroélectriques réglementées conformément à la décision de décembre 2017 de la CEO. Le 13 décembre 2018, la CEO a approuvé les ajustements proposés par OPG et autorisé une augmentation du tarif réglementé de base pour les centrales hydroélectriques réglementées, qui a été fixé à 42,51 \$/MWh pour la période du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019. Les tarifs réglementés de base et les avenants tarifaires déjà approuvés sont analysés à la rubrique *Mécanismes de revenus pour la production réglementée et la production non réglementée*.

Cote de sécurité de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) pour les centrales Darlington et Pickering

La CCSN publie un rapport annuel sur la surveillance réglementaire et sur la performance en matière de sécurité des centrales nucléaires. Le rapport fait état du niveau de conformité aux exigences réglementaires des détenteurs de permis d'exploitation et du respect des attentes en matière de performance humaine, de la radioprotection et de la protection de l'environnement, de la gestion des urgences et de la sécurité incendie. En septembre 2018, la CCSN a publié son rapport annuel de 2017, dans lequel elle attribuait la plus haute cote possible en matière de sûreté, soit celle de entièrement satisfaisante, aux centrales Darlington et Pickering, et la cote satisfaisante aux installations de gestion des déchets Darlington, Pickering et Western. La centrale Darlington a obtenu cette cote pour une neuvième année d'affilée et la centrale Pickering, pour une troisième année d'affilée. Pour la première fois, le rapport fait état de l'évaluation de la performance en matière de sécurité des installations de gestion des déchets.

Plan de poursuite de l'exploitation de la centrale Pickering

En août 2018, à la suite d'audiences publiques, OPG a obtenu le renouvellement du permis d'exploitation de dix ans pour la centrale Pickering auprès de la CCSN, qui est valide jusqu'au 31 août 2028, conformément au plan visant la prolongation des activités commerciales de façon sécuritaire et fiable jusqu'au 31 décembre 2024 et à mettre la centrale en état d'arrêt sécuritaire d'ici 2028. La CCSN a ordonné à OPG de présenter une mise à jour exhaustive des activités visées par des permis à la centrale Pickering, à mi-chemin de la période de dix ans visée par le permis, au plus tard en 2023.

Conventions collectives

La convention collective de trois ans entre OPG et la Power Workers' Union (PWU) est arrivée à échéance le 31 mars 2018. Les parties ont conclu une entente de principe en regard du renouvellement de la convention collective en juin 2018, qui a été initialement rejetée par les membres de la PWU. L'entente de principe a de nouveau été rejetée à la suite d'un processus de ratification ultérieur auquel ont participé les membres de la PWU. Le 20 décembre 2018, le gouvernement de l'Ontario a adopté une loi visant à interdire les grèves et les lock-out entre OPG et la PWU et à mettre fin à toute grève ou à tout lock-out en cours dans le cadre du volet actuel des négociations de renouvellement de la convention collective. La loi prévoit que les différends seront réglés au moyen d'un processus de médiation-arbitrage, lequel est en cours. Il est prévu que la convention collective sera renouvelée d'ici la fin du premier trimestre de 2019.

En prévision de l'expiration de la convention collective de trois ans entre OPG et la Society of United Professionals (Society) le 31 décembre 2018, les parties ont commencé à négocier au milieu de l'année 2018. Les parties ont été incapables de s'entendre et sont allées en médiation-arbitrage en octobre 2018. Le 30 décembre 2018, la sentence arbitrale liant les parties rendue par l'arbitre nommé était d'une durée de un an, soit la période du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019.

Résiliation de la convention d'approvisionnement en énergie de la centrale Thunder Bay

Le 26 juillet 2018, OPG a conclu une entente avec la SIERE pour résilier la CAE visant l'unité de production alimentée à la biomasse avancée de la centrale Thunder Bay, avec prise d'effet le 30 juin 2018. La résiliation de la CAE et la fermeture ultérieure de la centrale ont été jugées la solution la plus économique pour les consommateurs d'électricité et ont permis à OPG d'éviter les coûts de réparation additionnels qui auraient été nécessaires pour continuer d'exploiter la centrale Thunder Bay pour la durée restante de la CAE, soit jusqu'en janvier 2020. L'entente de résiliation avec la SIERE prévoyait des paiements à OPG pour le reste de 2018 afin de lui permettre de mettre fin à ses activités de façon ordonnée, dans le cadre de la fermeture de la centrale, y compris pour ce qui est de la cession des stocks de combustible et des contrats d'approvisionnement en combustible. En octobre 2018, OPG a reçu de la SIERE un avis d'approbation de l'annulation de la certification de la centrale. Les principaux transformateurs de sortie ont été déconnectés physiquement du réseau en novembre 2018. À la suite de la déconnexion des transformateurs, la centrale Thunder Bay n'est plus en mesure d'assurer une production pour le réseau. La résiliation de la CAE et la fermeture de la centrale n'auront pas d'incidence importante sur les résultats financiers d'OPG pour les périodes ultérieures.

Placements d'obligations vertes

En juin 2018, OPG a procédé à une première émission d'obligations vertes en vertu de son programme de billets à moyen terme existant. Les obligations d'un montant de 450 millions de dollars et d'une durée de 30 ans sont assorties d'un taux d'intérêt nominal de 3,84 % et représentent la première émission d'obligations vertes dans le secteur canadien de l'énergie. Le produit net tiré de l'émission de juin 2018 doit servir à financer des projets hydroélectriques admissibles conformément au cadre de référence pour les obligations vertes d'OPG. En janvier 2019, OPG a procédé à une deuxième émission d'obligations vertes en vertu de son programme de billets à moyen terme existant. Les obligations d'un montant de 500 millions de dollars et d'une durée de 30 ans sont assorties d'un taux d'intérêt nominal de 4,25 %. Le produit net tiré de l'émission de janvier 2019 doit servir à financer des projets admissibles, comme définis dans le cadre de référence pour les obligations vertes d'OPG, y compris l'acquisition d'Eagle Creek. Pour plus de renseignements sur l'utilisation du produit de ces émissions, se reporter à la rubrique *Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable* sous *Changements climatiques – Mesures de performance et mesures clés liées au climat*.

Collaboration pour la production d'isotopes médicaux

En juin 2018, Canadian Nuclear Partners (CNP), filiale entièrement détenue d'OPG, et BWX Technologies, Inc. (BWXT) ont annoncé la conclusion d'une entente de collaboration en vertu de laquelle la centrale Darlington sera la première centrale nucléaire en service commercial du monde à produire de grandes quantités de molybdène-99 (Mo-99). Le Mo-99 est l'isotope-parent du technétium-99 (Tc-99m), utilisé dans la scintigraphie du squelette, du cerveau et des organes pour détecter et diagnostiquer des maladies dangereuses, comme les maladies cardiaques et le cancer. Les cibles de l'isotope médical peuvent être introduites dans les réacteurs canadiens à deutérium-uranium (CANDU) de la centrale Darlington, et retirées, tout en continuant de produire de l'électricité, ce qui garantit un approvisionnement continu de cet isotope médical important qui est utilisé dans plus de 30 millions de traitements diagnostiques et médicaux d'importance vitale dans le monde chaque année. CNP fournira à BWXT le Mo-99 qui sera transformé dans les générateurs de Tc-99m à des fins médicales. Le plan visant la production de Mo-99 à la centrale Darlington est assujéti à l'examen et à l'approbation de la CCSN, qui sont en cours.

Versement de dividende à l'actionnaire

En avril 2017, OPG a conclu la vente des locaux de son siège social et du parc de stationnement adjacent situés au 700 University Avenue et au 40 Murray Street à Toronto, en Ontario. La vente a été réalisée conformément à une déclaration de l'actionnaire et à une résolution de l'actionnaire reçues par OPG en décembre 2015. En mars 2018, en vertu de la déclaration de l'actionnaire et de la résolution de l'actionnaire et comme le prescrit la *Loi de 2014 sur le Fonds Trillium* (la Loi sur le Fonds Trillium), OPG a transféré le produit de cette cession, diminué des déductions

prescrites aux termes de cette loi, au Trésor de la Province, sous forme d'un dividende spécial d'un montant de 283 millions de dollars, autorisé par le conseil d'administration d'OPG en mars 2018.

Vente du site de la centrale Lakeview

En mars 2018, OPG a conclu la vente du site de son ancienne centrale Lakeview situé à Mississauga en Ontario, donnant lieu à la comptabilisation en résultat d'un gain à la vente de 205 millions de dollars, déduction faite des incidences fiscales de 68 millions de dollars, au premier trimestre de 2018. La vente a été réalisée conformément à une déclaration de l'actionnaire et à une résolution de l'actionnaire reçues par OPG en juin 2016. Conformément à la résolution de l'actionnaire, environ 67 acres du site seront transférés par l'acheteur à la Ville de Mississauga pour une utilisation à vocation de parcs, d'espaces institutionnels et d'espaces culturels. Le site était un actif non essentiel pour les activités d'OPG.

ACTIVITÉS DE BASE, STRATÉGIE ET PERSPECTIVES

La mission d'OPG est de produire, de manière sécuritaire et fiable, de l'électricité propre et à faible coût qui profite à nos clients et à notre actionnaire. OPG poursuit également, sur une base commerciale, des projets de développement de la capacité de production et d'autres possibilités d'expansion au profit de l'actionnaire.

Les quatre grands impératifs stratégiques d'OPG sont les suivants :

- Excellence opérationnelle
- Excellence des projets
- Vigueur financière
- Acceptation sociale

Excellence opérationnelle

À OPG, l'excellence opérationnelle est obtenue par la production, de manière sécuritaire et soucieuse de l'environnement, d'électricité fiable et économique à partir des actifs de production de la Société et grâce à un personnel très compétent et engagé.

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 2018 est examinée par secteur d'activité à la rubrique *Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité*.

Activités nucléaires

OPG poursuit un certain nombre d'initiatives stratégiques visant à assurer l'exploitation continue, de façon sécuritaire et fiable, de la centrale Pickering et l'atteinte d'une performance optimale à la centrale Darlington.

L'un des objectifs d'OPG est de maximiser la durée d'exploitation des unités de la centrale Pickering dans des conditions sécuritaires et fiables. Conformément à cet objectif, OPG continue de mettre en œuvre un plan visant à prolonger, de façon sécuritaire et fiable, les activités de la centrale Pickering jusqu'en 2024. En août 2018, après un processus de demande auprès de la CCSN, y compris des audiences publiques, le permis d'exploitation de dix ans d'OPG pour la centrale Pickering a été renouvelé par la CCSN, lequel est valide jusqu'au 31 août 2028. Le permis autorise les activités commerciales de la centrale Pickering jusqu'au 31 décembre 2024, conformément au plan visant à mettre la centrale en état d'arrêt sécuritaire d'ici 2028. Une nouvelle demande devra être présentée à la CCSN, et des audiences publiques devront être tenues, pour appuyer les activités commerciales après le 31 décembre 2024. Dans le cadre du processus de renouvellement du permis, OPG a réalisé un bilan périodique de

la sûreté, qui a permis de confirmer que le prolongement des activités commerciales des unités de la centrale Pickering continuera de constituer un risque minime pour la santé et la sécurité des travailleurs, du public et de l'environnement. La CCSN a ordonné à OPG de présenter une mise à jour exhaustive des activités visées par des permis à la centrale Pickering à mi-chemin de la période de dix ans visée par le permis, au plus tard en 2023.

Les activités nucléaires d'OPG sont régulièrement comparées à celles d'autres centrales nucléaires de haut niveau dans le monde. Cela permet à OPG d'identifier, d'élaborer et de prendre des mesures pour continuer d'améliorer la performance. En septembre 2016, OPG a accueilli une équipe d'experts de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) à la centrale Pickering, chargée de réaliser une mission standard d'équipe d'examen de la sûreté d'exploitation. L'équipe a réalisé un examen approfondi de la performance et de la conformité aux normes de sécurité internationales et a publié le rapport final en 2017 dans lequel l'engagement de la centrale à l'égard de la sécurité a été confirmé. En septembre 2018, l'équipe d'examen de la sûreté d'exploitation de l'AIEA a réalisé un examen de suivi de la sûreté d'exploitation de la centrale Pickering et a confirmé dans un communiqué de presse qu'elle avait remarqué le solide engagement d'OPG à mettre en œuvre les recommandations issues de l'examen de septembre 2016. L'équipe a souligné que plusieurs recommandations de l'examen ont été mises en œuvre et que des progrès considérables ont été réalisés quant à plusieurs autres recommandations. Les examens de l'AIEA sont menés dans le cours normal et visent à évaluer la performance en matière de sûreté d'exploitation et le respect des normes de sûreté internationales.

Au quatrième trimestre de 2018, OPG s'est prêtée à une évaluation par rapport aux pairs de la centrale Pickering menée par l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires et qui mettait l'accent sur le plan de la centrale visant à améliorer la sécurité et la fiabilité de la production nucléaire, les activités quotidiennes et l'ensemble des comportements. Les résultats de l'évaluation ont confirmé, pour une quatrième période d'examen d'affilée, l'excellente réputation de la centrale à titre de centrale nucléaire parmi les plus performantes au monde.

OPG continue de s'efforcer d'améliorer la fiabilité et d'accroître la production d'électricité de ses actifs nucléaires, notamment en rehaussant la fiabilité de l'équipement, en optimisant les interruptions, en planifiant la gestion intégrée des actifs et en améliorant les programmes d'entretien. Une meilleure fiabilité de l'équipement contribue généralement à réduire les interruptions. Les programmes d'inspection et de tests des centrales nucléaires sont définis dans une large mesure par les obligations de maintenance et les obligations réglementaires, et visent à s'assurer que l'équipement fonctionne de manière fiable et sécuritaire. Ces travaux et d'autres qui doivent être effectués pendant les interruptions demeurent hautement prioritaires. Dans le cadre de son engagement à l'égard de l'excellence opérationnelle, OPG s'efforce constamment d'améliorer la planification, l'exécution et la surveillance des travaux réalisés pendant les interruptions.

OPG continue d'investir dans la performance de la centrale Pickering en vue d'en améliorer la fiabilité et de maximiser la valeur de l'actif sur sa durée de vie restante, notamment par des modifications à l'équipement et des améliorations de la fiabilité pour les procédés de manipulation du combustible, la diminution des retards au chapitre de la maintenance de l'équipement et l'exécution des travaux critiques et de priorité élevée. OPG continue également de faire les investissements nécessaires dans la centrale Darlington pour maintenir des activités sécuritaires et fiables au cours des trois prochaines décennies, dans le but de positionner la centrale pour qu'elle enregistre à plus long terme une des meilleures performances de l'industrie en matière d'exploitation et de coûts. Elle investit entre autres dans des initiatives de gestion du cycle de vie et du vieillissement des installations et des travaux à l'appui des engagements réglementaires.

L'établissement d'objectifs de rentabilité ambitieux d'après une analyse comparative exhaustive et la prise en compte de l'environnement d'exploitation des centrales nucléaires demeure au centre de la stratégie d'OPG visant à renforcer la performance financière des centrales nucléaires. Les objectifs de rentabilité et de dotation en personnel continuent d'être révisés et ajustés au besoin afin de réduire les coûts d'exploitation, tout en s'assurant de ne jamais compromettre la sécurité et la fiabilité.

En février 2018, à la suite d'un processus de demande auprès de la CCSN, y compris des audiences publiques, la CCSN a annoncé qu'elle renouvelait le permis d'exploitation de l'installation de gestion des déchets Pickering d'OPG pour une période de dix ans, soit jusqu'au 31 août 2028.

En 2017, la CCSN a approuvé la publication du document d'application de la réglementation intitulé *REGDOC-2.2.4, Aptitude au travail, tome 2 : Gérer la consommation d'alcool et de drogues* qui doit être utilisé dans les centrales nucléaires canadiennes. Le document contient les exigences en matière de gestion de l'aptitude au travail des travailleurs en ce qui a trait à la consommation d'alcool et de drogues dans les sites à sécurité élevée, y compris les tests de dépistage (motifs raisonnables) d'alcool et de drogues auxquels les personnes occupant des postes jugés essentiels sur le plan de la sûreté et importants sur le plan de la sécurité devront se soumettre, et les tests aléatoires de dépistage d'alcool et de drogues que devront passer les travailleurs qui assument des postes essentiels sur le plan de la sécurité. OPG, en collaboration avec ses partenaires de l'industrie nucléaire canadienne, continue d'élaborer un programme adapté au Canada et à ses travailleurs qui soit conforme à ces nouvelles exigences. OPG prévoit que tous les aspects des nouvelles exigences seront mis en œuvre d'ici le 1^{er} juillet 2019, à l'exception des tests aléatoires, qui devraient commencer le 1^{er} décembre 2019.

En vertu de la *Loi sur la protection civile et la gestion des situations d'urgence*, un organisme provincial, le Bureau du commissaire des incendies et de la gestion des situations d'urgence est tenu de mettre à jour périodiquement le Plan provincial d'intervention en cas d'urgence nucléaire (PPIUN) aux fins de l'approbation par le cabinet. Sur la base du plan directeur du PPIUN, le Bureau du commissaire des incendies et de la gestion des situations d'urgence prépare des plans de mise en œuvre pour chaque site nucléaire important de la province, y compris la centrale Pickering et la centrale Darlington, afin de fournir des directives et des orientations détaillées. En 2016, la CCSN a demandé au Bureau du commissaire des incendies et de la gestion des situations d'urgence de tenir compte d'incidents plus graves dans la mise à jour du PPIUN. En décembre 2017, la Province a approuvé le plan directeur du PPIUN mis à jour. Les modifications comprennent une nouvelle zone de planification d'urgence de 20 kilomètres autour des centrales nucléaires Pickering et Darlington, de manière à améliorer les mesures de protection pour le public. En mars 2018, la Province a publié le Plan de mise en œuvre pour la centrale nucléaire Pickering sur la base du plan directeur du PPIUN mis à jour. OPG a mis à jour ses plans de préparation en cas d'urgence nucléaire conformément au plan directeur du PPIUN mis à jour et au Plan de mise en œuvre pour la centrale Pickering. Le plan de mise en œuvre pour la centrale Darlington mis à jour a été approuvé par la Province le 31 janvier 2019 et devrait être publié au premier trimestre de 2019.

Production d'électricité renouvelable

Le portefeuille de centrales de production d'électricité renouvelable d'OPG comprend 66 centrales hydroélectriques situées en Ontario et les 63 centrales hydroélectriques d'Eagle Creek situées aux États-Unis, principalement dans la région du nord-est et dans le Midwest.

Les objectifs des activités hydroélectriques d'OPG comprennent notamment l'exploitation et l'entretien des actifs de production de manière sécuritaire, efficace et rentable, ainsi que l'accroissement de la production des centrales et la réalisation du potentiel d'accroissement de la capacité des actifs. OPG tente d'accroître la production des centrales 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, maintenir et améliorer le niveau de performance opérationnelle et prolonger la durée de vie de ses actifs de production hydroélectrique. Elle continue également de saisir les possibilités d'élargir son portefeuille de centrales de production d'électricité renouvelable en concluant des acquisitions stratégiques sur les principaux marchés nord-américains.

Les activités hydroélectriques d'OPG sont régulièrement comparées à celles d'autres services publics en Amérique du Nord. Selon les données de 2017, 21 des 25 plus grandes centrales hydroélectriques réglementées se comparaient à celles qui se situent dans les deux premiers quartiles en matière de coûts énergétiques par unité. Ce groupe de 21 centrales génère environ 95 % de l'énergie produite par les centrales hydroélectriques réglementées.

Parallèlement, 15 des 25 plus grandes centrales hydroélectriques réglementées se comparaient à celles qui se situent dans les deux premiers quartiles en matière de disponibilité hydroélectrique. OPG continue de promouvoir l'innovation et l'amélioration des technologies dans ses stratégies de gestion des actifs et d'entretien de l'équipement pour accroître la fiabilité et réduire les coûts des actifs hydroélectriques.

Les plans d'OPG relatifs à ses centrales hydroélectriques existantes sont 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 des générateurs, des transformateurs et des dispositifs de contrôle existants. Le programme de remplacement et de mise à niveau des roues de turbine d'OPG vise à accroître la capacité des centrales hydroélectriques en misant sur des améliorations d'efficacité dans la conception des roues de turbine. OPG recherche également des possibilités d'agrandir ou de réaménager ses centrales hydroélectriques, dans la mesure où c'est faisable et économiquement réalisable. OPG a l'intention d'accroître la capacité totale de ses centrales hydroélectriques existantes au moyen des projets de centrale Ranney Falls et du projet de conversion de fréquence de la centrale Sir Adam Beck 1, en plus du programme de remplacement et de mise à niveau des roues de turbine. Ces projets sont analysés aux rubriques *Excellence des projets – Centrale hydroélectrique Ranney Falls* et *Excellence des projets – Centrale Sir Adam Beck 1*. OPG planifie aussi de réparer, de rénover ou de remplacer un certain nombre de structures hydroélectriques civiles vieillissantes.

Dans le cadre de son engagement à l'égard de l'excellence opérationnelle, OPG continue d'investir dans ses centrales hydroélectriques existantes. Au cours de 2018, OPG a continué de mettre en œuvre bon nombre de projets, y compris :

- L'achèvement des travaux de réparation et de réfection de l'unité 1 de la centrale Sir Adam Beck à réserve pompée et de l'unité 2 de la centrale Lower Notch qui visaient à garantir l'exploitation fiable pour les quelque 20 prochaines années.
- L'achèvement des travaux de réparation et de mise à niveau de l'unité 1 de la centrale Harmon et de l'unité 2 de la centrale Little Long, qui ont permis d'accroître la capacité des centrales respectivement de 8 MW et 4 MW.
- Les travaux de la phase d'exécution visant la réparation et la mise à niveau de l'unité 2 de la centrale DeCew Falls, la réparation et la réhabilitation de l'unité 6 de la centrale Sir Adam Beck à réserve pompée et le remplacement du système de vannes à glissière automatiques à la centrale Whitedog Falls.
- La poursuite des activités de la phase de définition du projet de système d'adduction d'eau visant la rénovation du canal de la centrale Sir Adam Beck 1 et des structures connexes, pour assurer que les activités continuent d'être sécuritaires et fiables pendant environ les 50 prochaines années.
- La poursuite des activités de la phase de définition du projet de réhabilitation du barrage de régulation n° 2 de la centrale Caribou Falls, de réparation et de mise à niveau de l'unité 5 de la centrale Sir Adam Beck 1, de réparation et de mise à niveau des unités de la centrale R.H. Saunders et de construction d'une nouvelle unité à débit minimum à la centrale Swinging Bridge d'Eagle Creek. Les activités de la phase d'exécution de ces projets devraient commencer en 2019.

En août 2018, OPG et la New York Power Authority ont renouvelé leur entente mutuelle visant le partage de l'eau, des pratiques de maintenance, de l'expérience en matière de sûreté et des coûts et des responsabilités d'exploitation, de façon à assurer 15 ans de plus de collaboration transfrontalière pour générer de l'énergie propre à partir du fleuve Saint-Laurent.

Activités thermiques

Les activités thermiques d'OPG sont situées en Ontario et comprennent la centrale Atikokan alimentée à la biomasse et la centrale Lennox alimentée au diesel et au gaz naturel. La centrale Atikokan est la plus grande centrale en Amérique du Nord à être alimentée entièrement à la biomasse, tandis que la centrale Lennox est la plus grande centrale alimentée au diesel et au gaz naturel du Canada.

Ces centrales, qui fonctionnent en tant qu'installations à capacité de pointe, conformément à leur CAE, 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 ont permis l'élargissement du portefeuille de production renouvelable de l'Ontario. L'exploitation continue de ces centrales assure à l'Ontario une production de pointe de plus de 2 300 MW.

La stratégie d'exploitation des centrales thermiques d'OPG consiste à garantir leur disponibilité afin qu'elles puissent répondre aux demandes du réseau d'électricité sur leur durée d'utilité restante, en réinvestissant dans les centrales en respectant les contraintes techniques, réglementaires et contractuelles, dans l'attente de pouvoir réaliser un rendement financier approprié.

Accroître l'efficacité et réduire les coûts

Dans le cadre de son engagement à l'égard de l'excellence opérationnelle, OPG demeure centrée sur la réduction des coûts en cherchant constamment à générer des gains d'efficacité durables et à améliorer la productivité de ses unités fonctionnelles en exploitation et de ses fonctions de soutien, 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. S'appuyant sur les gains d'efficacité considérables réalisés à ce jour grâce à un modèle organisationnel centralisé plus évolutif, ces activités comprennent la mise à jour de la technologie, le recours à l'automatisation, la mise à jour des modèles de prestation des services, l'optimisation de l'utilisation des espaces de travail, la rationalisation des processus et le maintien des mesures d'attrition afin que les objectifs en matière de ressources humaines s'harmonisent avec les besoins de l'entreprise. Des stratégies d'amélioration de la performance en matière de coûts et de capacité organisationnelle sont en voie d'être mises en place à l'échelle de l'entreprise et des unités fonctionnelles. Ces stratégies sont appuyées par la communication continue avec les employés et leur engagement soutenu qui visent à renforcer la haute performance, l'efficacité et l'agilité organisationnelle.

OPG met en œuvre un processus d'évaluation à l'échelle de l'entreprise et, dans la mesure du possible, atténue l'incidence de la fermeture de la centrale Pickering sur la structure de coûts d'exploitation de la Société. Dans le cadre de cette initiative pluriannuelle, désignée sous le nom d'OPG25, un ensemble de plans coordonnés et d'objectifs sont identifiés et mis en œuvre pour optimiser le modèle d'exploitation, les stratégies d'affaires et la structure organisationnelle à long terme de la Société jusqu'à la fin prévue de l'exploitation commerciale de la centrale Pickering en 2024. L'objectif global de l'initiative est de garantir la rentabilité soutenue des activités de la Société après la fermeture de la centrale Pickering, d'atténuer l'incidence des coûts associés à la fermeture et d'améliorer la souplesse organisationnelle à l'appui de nouvelles occasions d'affaires. Grâce à ces travaux et à la priorité accordée à l'amélioration de la productivité, OPG prévoit accroître la valeur pour les clients et optimiser les répercussions des demandes de tarifs réglementés à venir aux termes du cadre de réglementation incitative de la CEO.

En 2017, OPG a élaboré une stratégie visant à accélérer la transformation au numérique à l'échelle de l'entreprise. La stratégie a été mise en œuvre en 2018 et est axée sur les investissements dans la modernisation de l'infrastructure de technologie de l'information, l'amélioration de la mobilité et de la connectivité, l'intégration de l'automatisation des processus par la robotique et des technologies d'intelligence artificielle et l'amélioration de la gestion des données et des capacités d'analyse des données. L'objectif de la stratégie est d'accroître la productivité sur le terrain et dans les bureaux, d'améliorer la fiabilité de l'équipement et la performance des centrales, de réduire les coûts d'exploitation et de mettre en œuvre les initiatives à l'appui d'OPG25.

Excellence des projets

OPG poursuit un certain nombre de projets de développement de la capacité de production et d'autres projets dans le cadre des initiatives de planification de la production d'électricité en Ontario et prévoit offrir une valeur additionnelle dans l'avenir. Ces projets comprennent la planification et la mise en œuvre des projets d'amélioration des immobilisations et des programmes de maintenance pour maximiser la valeur de ses actifs existants. OPG vise l'excellence en matière de planification et de réalisation de tous les projets de la Société.

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 en matière de projets, OPG doit entre autres tirer parti d'un modèle de réalisation des projets évolutif à l'échelle de toutes les unités fonctionnelles, s'assurer de constituer des équipes de gestion de projet qualifiées, optimiser les stratégies d'attribution de contrats, retenir les services de fournisseurs compétents et expérimentés, et surveiller et contrôler la réalisation de manière efficace.

L'état d'avancement des principaux projets d'OPG au 31 décembre 2018 est présenté ci-dessous.

Projet (en millions de dollars)	Dépenses en immobilisations		Budget approuvé	Date de mise en service prévue	État d'avancement
	Depuis le début de l'exercice	Cumulatives			
Réfection de la centrale Darlington	1 079	5 513	12 800 ¹	Première unité – 2020 Dernière unité – 2026	Le réassemblage des composantes du réacteur de l'unité 2 est en cours, et l'installation de nouveaux canaux de combustible devrait être achevée au premier semestre de 2019 et l'installation des tubes de liaison supérieurs et médians est en cours. Les activités de planification pour la réfection de l'unité 3 se poursuivent. Le calendrier et le budget de 12,8 milliards de dollars du projet sont en voie d'être respectés.
Centrale hydroélectrique Ranney Falls	29	57	77	2019	La construction se poursuit parallèlement aux activités liées aux centrales. L'installation de la porte est achevée et celle des systèmes hydrauliques de la porte est en cours. La fabrication de la turbine et de la génératrice est complétée, et l'installation a commencé au premier trimestre de 2019. Le budget et le calendrier du projet sont en voie d'être respectés.
Centrale solaire Nanticoke	86	89	107	2019	La construction a commencé au deuxième trimestre de 2018 et s'est poursuivie tout au long de l'année. La confirmation du début des activités commerciales par la SIERE devrait être reçue d'ici la fin du premier trimestre de 2019. Il est prévu que le projet sera réalisé en deçà du budget approuvé.
Dépôt géologique en profondeur pour la gestion des déchets radioactifs de faible activité et de moyenne activité	9 ²	213 ²			En août 2017, la ministre fédérale de l'Environnement et du Changement climatique a demandé à OPG de mettre à jour son analyse des incidences cumulatives potentielles du projet sur l'héritage physique et culturel de la Nation Ojibway Saugeen. OPG réitère son engagement envers la Nation Ojibway Saugeen afin d'obtenir son soutien au projet et de préparer une réponse à la demande de renseignements.

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

² Les dépenses sont passées en charges et défalquées des passifs nucléaires.

Réfection de la centrale Darlington

Les unités de la centrale Darlington approchent de leur fin de vie initialement prévue. La réfection des quatre unités de production devrait prolonger d'au moins 30 ans la durée de vie de la centrale. Le budget approuvé pour la réfection des quatre unités est de 12,8 milliards de dollars et comprend les coûts des projets préalables requis pour la phase d'exécution de la réfection. La première unité refaite devrait être remise en service au premier trimestre de 2020, et la dernière unité devrait être achevée d'ici 2026.

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

- 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
- Déchargement et manipulation de combustible : travaux de déchargement des réacteurs et de réfection de l'équipement de manipulation de combustible
- 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 de moindre envergure comme le remplacement ou la réparation de certaines autres composantes de la centrale

En 2016, le projet de réfection de la centrale Darlington est passé de la phase de planification à la phase d'exécution, OPG ayant commencé la réfection de la première unité, soit l'unité 2, en octobre 2016, comme prévu. L'unité a été mise à l'arrêt le 15 octobre 2016. Le premier volet important de la réfection de l'unité 2, qui comprenait le déchargement du combustible et l'ilotage de l'unité des trois autres unités en exploitation, a été terminé en 2017.

Le deuxième volet important comprenait le démontage et l'enlèvement des composantes du réacteur, qui comprenaient les raccords d'extrémité, les tubes de force et les tubes de calandre, et a été achevé au deuxième trimestre de 2018.

Le troisième volet important de la réfection de l'unité 2, soit l'installation et le réassemblage des composantes du réacteur, y compris les nouveaux tubes de liaison et les nouveaux canaux de liaison, est maintenant en cours. En juin 2018, OPG a achevé les inspections et le nettoyage du caisson de réacteur en vue du réassemblage des composantes du réacteur. En juillet 2018, le réassemblage de l'unité 2 a commencé. Le troisième volet avance comme prévu : l'installation des nouveaux tubes de calandre a été achevée en octobre 2018 et l'installation des nouveaux canaux de liaison devrait être achevée au premier trimestre de 2019. L'installation des tubes de liaison supérieurs et médians est également en cours. Le dernier système requis pour le premier point d'arrêt du contrôle de redémarrage a été remis en service en décembre 2018. OPG a achevé tous les travaux qu'elle s'était engagée à faire à la fin de 2018 conformément aux exigences contenues dans le plan de mise en œuvre intégré approuvé par la CCSN pour la centrale.

La plupart des projets préalables, y compris la construction d'installations, la mise à niveau d'infrastructures et les améliorations physiques en matière de sécurité, ont été réalisés et mis en service. Les activités de construction des installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts se poursuivent. La réalisation des installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts devrait être achevée au deuxième trimestre de 2019 et ne fait pas partie du chemin critique du projet de réfection de la centrale Darlington, dont le calendrier continue d'être respecté. Compte tenu de la réfection de l'unité 2 et du coût de réalisation des installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts, le budget de 12,8 milliards de dollars pour l'ensemble du projet de réfection de la centrale Darlington continue d'être respecté.

En mars 2018, le conseil d'administration d'OPG a approuvé le financement pour l'achèvement de la planification et des activités préalables de la réfection de la deuxième unité, l'unité 3. Ces activités continuent de progresser selon le calendrier global du projet, et tirent parti de l'expérience acquise jusqu'ici dans la réfection de l'unité 2. OPG continue de prendre des engagements d'approvisionnement à l'égard des principales composantes à longs délais d'approvisionnement. La réception des matériaux à longs délais d'approvisionnement pour les travaux de retubage et de remplacement des tubes de liaison de l'unité 3 a commencé, tout comme l'installation du simulateur de maintenance global pour la turbogénératrice. La réfection de l'unité 3 devrait commencer au moment de la remise en service de l'unité 2. Au 31 décembre 2018, OPG avait investi 252 millions de dollars dans les activités de planification et les activités préalables de la réfection de l'unité 3.

Le 5 décembre 2018, le Bureau du vérificateur général de l'Ontario a publié son rapport annuel 2018 qui comprenait un rapport d'audit de l'optimisation des ressources du projet de réfection de la centrale Darlington. Il a réaffirmé dans le rapport qu'OPG disposait d'une structure de responsabilité claire lui permettant de s'assurer que le projet continuait d'être réalisé selon les prévisions.

Centrale hydroélectrique Ranney Falls

En 2017, OPG a commencé les travaux de construction d'une centrale électrique d'une seule unité de 10 MW sur le site existant de la centrale Ranney Falls. La nouvelle unité remplacera une unité qui était en fin de vie en 2014. La première pose du béton pour la nouvelle centrale électrique, l'évacuateur et le canal d'admission a été achevée en 2018, la construction se poursuivant parallèlement aux autres activités liées à la centrale. L'installation de la porte a également été achevée et celle des systèmes hydrauliques de la porte est en cours. La fabrication de la turbine et de la génératrice est achevée, et l'installation a commencé au premier trimestre de 2019. La mise en service est prévue au quatrième trimestre de 2019 et le budget du projet est de 77 millions de dollars. Le budget et le calendrier du projet sont respectés. La centrale Ranney Falls est incluse dans le secteur Production hydroélectrique réglementée.

Centrale solaire Nanticoke

La construction de la centrale solaire Nanticoke de 44 MW située sur le site de la centrale Nanticoke et sur les terrains adjacents a commencé au deuxième trimestre de 2018. L'installation des pilotis et des modules solaires est achevée. La centrale sera exploitée en vertu d'un contrat AGER 1 avec la SIERE par l'intermédiaire de Nanticoke Solar LP, société en commandite formée par OPG et une filiale de Six Nations of the Grand River Development Corporation. La confirmation du début des activités commerciales par la SIERE devrait être reçue d'ici la fin du premier trimestre de 2019. Il est prévu que le projet sera réalisé en deçà du budget approuvé de 107 millions de dollars.

Dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité

OPG a proposé l'aménagement d'un dépôt géologique en profondeur à titre de solution privilégiée pour la gestion sécuritaire à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité générés par l'exploitation continue des centrales nucléaires appartenant à OPG. Une entente a été conclue avec des municipalités locales afin de permettre à OPG d'aménager le dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité sur des terres adjacentes à l'installation de gestion des déchets Western située à Kincardine, en Ontario. Pour que la CCSN puisse rendre une décision au sujet du permis pour le projet proposé, une évaluation environnementale (EE) doit être réalisée.

Les incidences environnementales du dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité proposé ont été examinées par la CCSN et les membres de la Commission d'examen conjointe nommés par l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACEE) aux fins de conformité aux exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et aux lignes directrices pour la préparation d'une étude d'impact environnemental propre au projet. La Commission d'examen conjointe a déposé son rapport et ses recommandations sur l'EE auprès de la ministre fédérale de l'Environnement en mai 2015, rapport qui concluait que, compte tenu des

mesures d'atténuation prises, il était peu probable que le projet ait une incidence importante sur l'environnement et recommandait que la ministre approuve l'EE. En décembre 2016, à la demande de la ministre fédérale de l'Environnement et du Changement climatique, OPG a fourni d'autres renseignements sur certains aspects de l'EE, y compris des renseignements additionnels sur d'autres emplacements possibles pour le projet. Après l'examen de la demande d'OPG et une période de consultation publique, l'ACEE a demandé des informations additionnelles qu'OPG lui a fournies par la suite en mai 2017. En juin 2017, l'ACEE a avisé OPG qu'elle disposait d'informations suffisantes et appropriées pour passer à la prochaine étape du processus d'EE et a annoncé la préparation d'un rapport préliminaire et la mise à jour des conditions aux fins d'examen public.

En août 2017, dans le cadre du processus d'EE, la ministre fédérale de l'Environnement et du Changement climatique a demandé à OPG de mettre à jour son analyse des incidences cumulatives potentielles du projet sur l'héritage physique et culturel de la Nation Ojibway Saugeen, y compris la description des incidences potentielles du projet sur le lien spirituel et culturel de la Nation avec la terre, compte tenu des résultats du processus communautaire de la Nation Ojibway Saugeen. OPG réitère son engagement envers la Nation Ojibway Saugeen afin d'obtenir son soutien au projet et de préparer une réponse à la demande de renseignements.

Le projet de dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité à la Western Waste Management Facility demeure la solution privilégiée par OPG pour la gestion sécuritaire à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité. La date de mise en service du dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité devrait avoir lieu six ou sept ans après le début de la construction.

Centrale hydroélectrique Sir Adam Beck 1

La centrale Sir Adam Beck 1, à Niagara Falls, en Ontario, a été inaugurée dans les années 1920. Un projet visant à rénover deux des plus anciennes unités de la centrale (G1 et G2) est actuellement à l'étape préliminaire de planification. Ces deux unités fonctionnaient au moyen de technologies dépassées avant d'être déclassées en 2009. La conversion de ces unités à des technologies modernes devrait permettre d'ajouter environ 100 MW à la capacité de production, ce qui fera en sorte que cette pièce maîtresse du portefeuille de centrales hydroélectriques de la Société pourra continuer de produire de l'énergie propre et de façon rentable pour encore plusieurs décennies. OPG travaille actuellement à réaliser une estimation détaillée des coûts et du calendrier pour le projet. La centrale hydroélectrique Sir Adam Beck 1 est incluse dans le secteur Production hydroélectrique réglementée.

Déclassement des centrales thermiques

Les anciennes centrales thermiques qui ne sont plus utilisées pour la production d'électricité sont exclues du secteur Production visée par contrat et autre une fois mises hors service, comme c'est le cas des centrales Lambton et Nanticoke, qui ont cessé leurs activités en 2013. En 2015 et en 2016, OPG a annoncé que ces centrales seraient démantelées de manière sécuritaire et respectueuse de l'environnement.

Dans le cadre du processus de déclassement de la centrale Nanticoke, OPG a démoli de façon sécuritaire les cheminées de la centrale en février 2018. Les activités de démolition se poursuivent aussi pour l'unité de production de la centrale et les structures connexes. Le plan de démantèlement de la centrale Nanticoke tient compte de la construction et de l'exploitation de la centrale solaire Nanticoke. Dans le cadre du processus de déclassement de la centrale Lambton, un contrat pour l'enlèvement de la centrale électrique et des structures connexes a été attribué en juillet 2018. Les services d'un entrepreneur ont été retenus, et l'enlèvement de l'équipement pouvant être vendu, le désamiantage et les activités de démolition sont en cours. Les coûts de déclassement sont imputés à une provision de déclassement préalablement établie.

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
- 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 résultat net et à dégager un taux approprié de rendement de l'investissement de l'actionnaire, tout en tenant compte de l'incidence sur les consommateurs d'électricité en tentant de réaliser des gains d'efficacité additionnels dans la structure de coûts de la Société.

En ce qui concerne les activités réglementées, l'atteinte des objectifs susmentionnés dépend grandement des résultats des demandes de tarifs réglementés déposées auprès de la CEO et de la croissance des actifs productifs de rendement aux termes des tarifs réglementés.

OPG s'est appliquée 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 doivent être recouverts en entier, et que l'investissement de l'actionnaire dans ces actifs doit dégager un taux de rendement approprié.

La décision de décembre 2017 et l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 de la CEO relativement à la demande de tarifs pour la période de 2017 à 2021 qui établissait les nouveaux tarifs réglementés en vigueur le 1^{er} juin 2017 garantissent en grande partie les tarifs pour les activités réglementées jusqu'en 2021. Bien que la CEO ait fixé des coûts admissibles à la détermination des nouveaux tarifs réglementés inférieurs aux niveaux prévus par OPG, y compris au moyen de facteurs de productivité supplémentaire aux termes du cadre de réglementation incitative, les nouveaux tarifs réglementés donnent lieu à une hausse importante des revenus et du bénéfice net par rapport aux tarifs approuvés antérieurement.

Pour accroître davantage la vigueur financière des activités réglementées, OPG continue de mettre l'accent sur l'optimisation de la performance opérationnelle et la planification des interruptions à l'échelle des actifs de production et d'améliorer davantage l'efficacité de la structure de coûts et du modèle d'exploitation de la Société. Les activités de réduction de coûts et les stratégies d'amélioration de la productivité d'OPG sont analysées à la rubrique *Activités de base, stratégie et perspectives* sous *Excellence opérationnelle – Accroître l'efficacité et réduire les coûts*.

Le 17 janvier 2018, OPG a déposé une requête demandant à la CEO de revoir sa décision de décembre 2017 concernant la date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs réglementés et de la reporter du 1^{er} janvier 2017, soit la date figurant dans la demande de tarifs d'OPG, au 1^{er} juin 2017. Le 30 août 2018, la CEO a rendu sa décision et rejeté la requête d'OPG. Comme OPG avait comptabilisé l'incidence de la décision de décembre 2017 et de l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 de la CEO en supposant une date de prise d'effet au 1^{er} juin 2017, la décision sur la motion n'a pas eu d'incidence sur les résultats financiers présentés par OPG pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

OPG continue d'investir dans les actifs réglementés, les dépenses d'investissement les plus importantes ayant été engagées dans le projet de réfection de la centrale Darlington. Dans sa décision de décembre 2017, la CEO a

autorisé la prise en compte de mises en service d'immobilisations du projet de réfection de la centrale Darlington d'un montant de 5,5 milliards de dollars dans les nouveaux tarifs réglementés d'ici 2021, à l'exclusion des installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts. Une fois en service, ces actifs génèrent le rendement des capitaux propres prescrit par la CEO d'environ 8,8 % à même les tarifs réglementés pour la période de 2017 à 2021, sur la base de la structure du capital présumée approuvée composée à 45 % de capitaux propres et à 55 % de dettes. Le coût moyen du capital approuvé par la CEO de la dette présumée pour la période de 2017 à 2021 est d'environ 4,6 %. OPG continue également de mettre en œuvre un programme exhaustif de dépenses en immobilisations à l'échelle de ses activités hydroélectriques réglementées, y compris l'expansion, le réaménagement et la prolongation de la durée de vie des centrales, si cela s'avère rentable. La durée de vie de ces actifs d'énergie renouvelable est longue et, grâce aux activités de maintenance ou de reconstruction, ces actifs continueront de fournir de l'électricité dans un avenir prévisible.

Les revenus qu'OPG tire des activités réglementées comprennent le recouvrement des montants reportés dans les comptes de report et d'écarts autorisés par la CEO. En août 2018, OPG a déposé une demande auprès de la CEO visant le recouvrement des soldes d'environ 1,3 milliard de dollars au 31 décembre 2017 de ces comptes réglementaires et des incidences fiscales connexes, y compris un montant de 433 millions de dollars approuvé antérieurement, mais dont le recouvrement n'avait pas encore été autorisé par la CEO. En février 2019, d'après une entente de règlement conclue entre OPG et des intervenants, la CEO a approuvé le recouvrement de ces soldes et a autorisé OPG à recouvrer les soldes approuvés de 535 millions de dollars au moyen d'avenants tarifaires nucléaires et hydroélectriques réglementés additionnels sur la période allant du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2021. Le recouvrement des montants visés par les avenants contribuera positivement aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique *Faits saillants* sous *Faits nouveaux – Décision de la CEO relative à la demande d'OPG de recouvrer les comptes de report et d'écarts*.

Pour les actifs de production qui ne font pas partie des actifs à tarifs réglementés, OPG a comme stratégie de conclure des ententes génératrices de revenus adéquates à long terme. Conformément à cette stratégie, la quasi-totalité des installations en exploitation non réglementées en Ontario sont visées par des contrats à long terme avec la SIERE. Un certain nombre de centrales d'Eagle Creek sont également visées par des contrats de fourniture d'énergie et de capacité à long terme. Eagle Creek continue de saisir les occasions de conclure de nouvelles ententes, le cas échéant.

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 aux obligations à long terme de la Société. OPG recourt à de nombreuses sources de financement, y compris les flux de trésorerie provenant de l'exploitation, le papier commercial, la titrisation d'actifs, 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), les premiers appels publics à l'épargne, les facilités de crédit fournies par la SFIEO, le financement de projets par des placements privés et l'émission d'actions. Dans le cadre de sa stratégie de financement, la Société mise sur la vigueur de son bilan pour pouvoir émettre de la dette à long terme à coût abordable. OPG a également accès aux marchés financiers pour le financement de projets par des placements privés, qui sont garantis par les actifs des projets quand, par leur nature, les projets sont réalisables par un tel financement. Il est essentiel pour OPG de conserver une note de crédit de première qualité pour avoir accès à du financement à coût abordable.

En avril 2018, DBRS Limited (DBRS) a maintenu à A (bas) la note de crédit à long terme d'OPG et à R-1 (bas) la note du papier commercial d'OPG. Toutes les notes attribuées par DBRS ont une perspective stable. En juillet 2018, S&P Global Ratings (S&P) a maintenu à BBB+ la note de crédit à long terme d'OPG, avec une perspective stable. S&P a attribué une note de A-1 (bas) au papier commercial d'OPG.

La Société continue d'évaluer les arrangements qui répondraient à ses besoins de financement, à ses programmes de dépenses en immobilisations et à la stratégie d'expansion de l'entreprise. La situation de trésorerie et les sources de financement d'OPG sont décrites en détail à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement*.

Bâtir notre entreprise

En tirant parti des possibilités commerciales de développement de l'entreprise, OPG cherche à devenir un chef de file de la transition vers un avenir sobre en carbone en Amérique du Nord, tout en maintenant et en accroissant la taille de la Société et en lui permettant de rester à la tête du secteur de l'énergie. Cette stratégie prend en compte la situation financière de la Société et les changements futurs dans les actifs de production, y compris la fin prévue des activités commerciales de la centrale Pickering. La stratégie tient compte également des facteurs externes sectoriels, technologiques, environnementaux, sociaux et économiques. Les possibilités sont évaluées à l'aide d'analyses financières et d'analyses fondées sur les risques, et de considérations stratégiques.

La stratégie d'OPG mise surtout sur le renouvellement et l'expansion du portefeuille de centrales de la Société en Ontario, y compris le réaménagement et l'expansion de sites existants, les nouveaux projets potentiels et les acquisitions d'entreprises. La stratégie repose sur l'expertise en matière d'exploitation et de développement de projets d'OPG et sur les actifs diversifiés existants de la Société. OPG évalue les possibilités d'acquisition à mesure qu'elles se présentent, en tenant compte des synergies opérationnelles potentielles, des avantages stratégiques, du rendement financier et du profil de risque. Les principaux projets de développement de la capacité de production et les initiatives de prolongation de la durée de vie des actifs d'OPG qui ont cours sont analysés à la rubrique *Activités de base, stratégie et perspectives* sous *Excellence opérationnelle* et *Excellence des projets*.

OPG cherche aussi activement à étendre ses activités au-delà de ses activités de production de base en investissant dans l'innovation et les nouvelles technologies sobres en carbone, notamment l'innovation nucléaire, le stockage d'énergie, la production décentralisée et l'infrastructure pour les véhicules électriques. De plus, OPG continue d'évaluer d'autres voies pour accroître ses activités au moyen de diverses possibilités qu'offre le secteur de l'électricité, à l'intérieur comme à l'extérieur de l'Ontario. OPG envisage de tirer parti de possibilités de croissance en partenariat avec d'autres entités commerciales, dans les cas où des synergies appropriées existent et cadrent avec les objectifs d'affaires d'OPG.

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.

Les initiatives et les activités d'acceptation sociale d'OPG sont décrites à la rubrique *Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable*.

Perspectives

La performance financière des activités réglementées d'OPG découle, en grande partie, de l'issue des demandes de tarifs réglementés de la Société auprès de la CEO et de la performance du portefeuille de centrales nucléaires et hydroélectriques.

Sur la base des tarifs réglementés approuvés par la CEO, de la performance prévue et des interruptions planifiées pour le portefeuille de centrales, OPG prévoit que ses activités actuelles généreront un revenu net et un RCP, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat étendu, généralement constants en 2019 par rapport à 2018, déduction faite de l'incidence de la vente du site de l'ancienne centrale Lakeview et de l'incidence fiscale du dividende spécial versé en 2018. L'augmentation des tarifs réglementés en 2019, dont il est fait mention à la rubrique

Faits saillants sous Décision de la CEO relative à la demande d'OPG de recouvrer les comptes de report et d'écarts, devrait contribuer à l'amélioration des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en 2019 par rapport à 2018.

Plusieurs comptes réglementaires continueront de réduire la variabilité relative de la contribution des activités réglementées au résultat net de la Société, en particulier pour le secteur Production hydroélectrique réglementée. Ces comptes comprennent entre autres les comptes liés à l'incidence sur le revenu de la variabilité des débits d'eau et de la production perdue en raison de la production excédentaire des centrales hydroélectriques réglementées. À ce titre, le résultat du secteur Production hydroélectrique réglementée devrait être généralement stable d'une année à l'autre.

Aucun compte réglementaire n'a été mis en place relativement à l'incidence de la variabilité de la performance des centrales nucléaires sur les revenus tirés des tarifs réglementés de base. OPG continue d'exploiter et de maintenir ses installations nucléaires de façon à optimiser leur performance et leur disponibilité, tirant parti des initiatives récentes d'amélioration de la fiabilité et de la prévisibilité globales de ses actifs. Compte tenu du calendrier de maintenance cyclique des centrales, les revenus tirés du secteur Production nucléaire réglementée en 2019 devraient être comparables à ceux de 2018.

L'énergie et la capacité fournies par la plupart des actifs non réglementés d'OPG font l'objet de CAE avec la SIERE ou d'autres ententes d'achat d'électricité à long terme. Selon ces ententes, OPG prévoit que les activités existantes du secteur Production visée par contrat et autre continueront de contribuer à la stabilité générale des résultats et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en 2019, compte tenu de l'acquisition d'Eagle Creek, de la fermeture de la centrale Thunder Bay et du début des activités prévu de la centrale solaire Nanticoke.

La réduction de la production nucléaire attribuable aux interruptions pour la réfection de la centrale Darlington se poursuivra comme prévu et aura une incidence négative sur le coût total de la production de l'entreprise pendant toute la durée du projet de réfection. La diminution de la production hydroélectrique imputable aux interruptions liées à divers projets de réfection et de projets opérationnels pourrait se répercuter négativement sur le coût total de la production de l'entreprise et le coût total de la production hydroélectrique pendant toute la durée de ces projets. La variabilité des dépenses d'investissement de maintien, le calendrier des interruptions de la production nucléaire et les débits d'eau pourraient également se répercuter sur les mesures du coût total de la production hydroélectrique au cours de périodes ultérieures.

Pour l'exercice 2019, OPG prévoit des dépenses en immobilisations d'environ 2,1 milliards de dollars, dont une partie sera affectée au projet de réfection de la centrale Darlington, aux projets de développement de la capacité hydroélectrique et à d'autres projets et aux investissements de maintien pour le portefeuille de centrales. Les projets importants d'OPG sont présentés à la rubrique *Activités de base, stratégie et perspectives* sous *Excellence des projets*.

Outre la performance d'exploitation et la performance financière des activités de production d'électricité, les résultats d'OPG sont touchés par le rendement des Fonds distincts nucléaires constitués en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (ONFA) conclu entre OPG et la Province, qui sont présentés dans le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée. Bien que les Fonds distincts nucléaires soient gérés dans le but de dégager, à long terme, des taux de rendement cibles fondés sur le taux d'actualisation spécifié dans l'ONFA, les taux de rendement pour une période donnée peuvent être volatils en raison des conditions du marché des capitaux, y compris les fluctuations de l'indice des prix à la consommation (IPC) de l'Ontario qui a une incidence sur les revenus de la partie du Fonds distinct pour combustible irradié garantie par la Province, et peuvent entraîner des fluctuations des résultats de la Société à court terme. Cette volatilité est atténuée en partie par l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce autorisé par la CEO et lorsque les Fonds distincts nucléaires sont entièrement capitalisés ou sont surcapitalisés, comme il est mentionné à la rubrique *Gestion des risques* sous *Risques liés à la vigueur financière – Passifs nucléaires et Fonds distincts nucléaires*.

Au 31 décembre 2018, le Fonds distinct pour déclassement était surcapitalisé d'environ 20 %, et le Fonds distinct pour combustible irradié était légèrement sous-capitalisé, soit de moins de 1 %, d'après le plan de référence actuel en vertu de l'ONFA. La variabilité du rendement des actifs attribuable à la volatilité inhérente aux marchés des capitaux et aux variations de l'ICP de l'Ontario, ou les modifications aux estimations de passif de capitalisation, pourraient faire en sorte que l'un des Fonds ou les deux soient sous-capitalisés dans l'avenir. À l'heure actuelle, on ne prévoit pas que des cotisations globales seront versées dans les Fonds distincts nucléaires d'ici la fin de 2021, lorsque le prochain plan de référence de l'ONFA sera mis à jour. À cette date, la valeur des fonds sera comparée au passif de capitalisation sous-jacent pour déterminer si des cotisations futures sont requises.

Les résultats actuels d'OPG comprennent les bénéfices et les flux de trésorerie d'exploitation du secteur Fair Hydro Trust liés principalement aux produits d'intérêts de la Fair Hydro Trust (la Fiducie). L'incidence financière future de l'implication d'OPG dans la Fiducie devrait être considérablement réduite lorsque entrera en vigueur l'annonce de septembre 2018 de la Province concernant l'annulation de la composante refinancement des coûts du rajustement global de la *Loi sur le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables* (le Plan). L'annonce faite en septembre 2018 par la Province est analysée à la rubrique *Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité*, sous *Fair Hydro Trust*.

QUESTIONS ENVIRONNEMENTALES, SOCIALES, DE GOUVERNANCE ET DE DÉVELOPPEMENT DURABLE

Questions environnementales et de développement durable

OPG est consciente que, pour exercer ses activités de manière durable, elle doit réussir et s'efforcer de devenir un chef de file de l'atténuation des changements climatiques en mettant en œuvre des stratégies d'exploitation et de croissance qui favorisent la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). OPG est le plus grand fournisseur d'énergie propre à faible coût de l'Ontario, et produit de l'électricité qui est actuellement exempte à 99 % d'émissions de GES.

OPG s'engage à réduire au minimum l'empreinte environnementale de la Société, à faire la promotion de la biodiversité et à atténuer les changements climatiques, tout en respectant et, si nécessaire, en dépassant les obligations et les engagements environnementaux de la Société. Notamment, en vertu de sa politique environnementale, OPG s'engage à :

- Mettre en place un système de gestion environnementale et à maintenir 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.
- S'efforcer d'être un chef de file de l'atténuation des changements climatiques en mettant en œuvre des stratégies d'exploitation et de croissance qui favorisent la réduction des émissions de GES.
- 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.

En 2018, OPG a conservé sa certification ISO 14001 pour son système de gestion environnementale à l'échelle de la province. 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.

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 2018 en ce qui a trait aux déversements, aux infractions environnementales, aux émissions de carbone 14 et aux émissions de tritium dans l'eau. Bien que les objectifs internes en matière d'émissions de tritium dans l'air n'aient pas été atteints en raison de problèmes de performance de l'équipement, les émissions se sont maintenues à un niveau très bas, en deçà de 1 % de la limite réglementaire. En raison de l'accroissement du volume des déchets générés par les travaux à la centrale Darlington, le volume des déchets de faible activité et de moyenne activité a été plus élevé que prévu en 2018. Aucun événement environnemental important n'est survenu en 2018.

En février 2018 et en juin 2018, la CCSN a publié les résultats de l'analyse des échantillons provenant de son programme indépendant de surveillance de l'environnement de 2017, qui ont confirmé que le public et l'environnement se trouvant à proximité de la centrale Pickering et de la centrale Darlington sont en sécurité et que la centrale ne devrait avoir aucune incidence sur la santé. Des échantillons, y compris des échantillons d'air, d'eau, du sol et de la végétation, ont été prélevés dans des zones accessibles au public à l'extérieur du périmètre du site. Des échantillons d'aliments ont également été prélevés dans des fermes locales.

Le 3 juillet 2018, le gouvernement de l'Ontario a abrogé le règlement sur le programme de plafonnement et d'échange en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2016. Le programme de plafonnement et d'échange était un mécanisme du marché inauguré par le gouvernement de l'Ontario précédent pour établir le prix du carbone dans la province. L'abrogation du programme n'a pas eu d'incidence financière importante sur la Société et a donné lieu à une baisse des coûts du combustible pour certaines centrales détenues et codétenues d'OPG. En février 2019, le ministère de l'Environnement, de la Protection de la nature et des Parcs (MEEP) de l'Ontario a proposé des normes de rendement des émissions (NRE) qui visent à remplacer le régime de tarification fondé sur le rendement fédéral. Le gouvernement de l'Ontario a annoncé son intention de mettre en place les NRE d'ici l'été de 2019 qui s'appliqueront aux émissions produites à compter du 1^{er} janvier 2019.

OPG a élaboré des plans de gestion de la biodiversité qui répertorient les zones naturelles prioritaires, les objectifs de conservation, les menaces et les mesures proposées pour soutenir la biodiversité dans les sites d'exploitation de la Société. Pour maximiser les avantages et gérer les incidences, la surveillance de la biodiversité, la naturalisation du site, la création d'habitats et le contrôle des espèces envahissantes sont quelques-unes des initiatives mises de l'avant.

OPG travaille avec des partenaires communautaires afin de soutenir la biodiversité et les écosystèmes en Ontario. En 2018, OPG a poursuivi ses activités visant à protéger et à restaurer l'habitat, à promouvoir l'éducation et la sensibilisation à la biodiversité, et à aider au rétablissement d'espèces à risque. En novembre 2018, OPG a reçu le prix Wetlands Project du Wildlife Habitat Council en reconnaissance de ses efforts visant à faire la promotion de la préservation et de la gestion de l'habitat dans les milieux humides de Chat Falls.

OPG communique sa performance environnementale en interne aux employés et aux parties prenantes externes, dont le ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique de l'Ontario, Environnement et Changement climatique Canada, la CCSN et les collectivités locales. Pour des détails sur la performance environnementale d'OPG et ses activités pour mettre en œuvre sa politique environnementale, consulter le rapport sur le développement durable et la politique environnementale (en anglais seulement) le plus récent de la Société dans le site Web de la Société à www.opg.com

Changements climatiques

En 2018, OPG a réitéré son appui aux propositions du groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques (TCFD) du Conseil de stabilité financière qui encouragent la divulgation, dans les documents annuels réglementés des entreprises, des risques financiers liés au climat qui sont mesurables par les investisseurs et les autres parties prenantes et pertinents pour eux.

Gestion des risques liés aux changements climatiques, gouvernance et possibilités

OPG a déterminé que les changements climatiques constituent un risque potentiel qui peut l'empêcher d'atteindre ses objectifs d'affaires et a pris des mesures pour intégrer l'adaptation aux changements climatiques et l'atténuation des changements climatiques dans plusieurs initiatives importantes mises en place au sein de la Société. Les risques liés aux changements climatiques sont repérés et gérés de la même manière que les autres risques, au moyen du cadre de gestion du risque d'entreprise (GRE) de la Société, et analysés à la rubrique *Gestion des risques*, notamment la surveillance, par le conseil d'administration, des risques et des possibilités liés au climat.

En outre, la stratégie de placement du régime de retraite d'OPG comprend des modalités qui touchent la gestion des risques découlant des questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable, notamment les risques liés aux changements climatiques. Pour gérer ces risques, les gestionnaires de fonds externes responsables de la mise en œuvre du programme de placement ainsi que de la surveillance continue des questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable et de la présentation d'informations sur celles-ci doivent faire preuve de diligence raisonnable.

En mai 2018, OPG a mis sur pied un comité directeur sur les questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable, englobant des membres de l'équipe de haute direction de l'entreprise ayant de l'expérience en finance, en environnement, en relations sociales et en gouvernance. Le comité supervise l'intégration des risques et des occasions liés au climat dans la stratégie et le plan d'affaires à long terme d'OPG, y compris dans des domaines comme les dépenses en immobilisations et la répartition du capital, les secteurs de croissance et les possibilités pour l'entreprise, ainsi que la détermination des actifs à risque en raison des changements climatiques. OPG recueille des informations additionnelles sur les incidences potentielles des changements climatiques sur les activités et la performance financière future de la Société, et le comité directeur fournit également des directives sur les mesures et les objectifs considérés comme étant les plus importants pour l'évaluation et la divulgation des informations aux investisseurs et aux autres parties prenantes.

Stratégie en matière de changements climatiques

OPG vise à accroître le niveau de sensibilisation et de compréhension de l'adaptation aux changements climatiques à l'échelle de l'entreprise. Au cours des dernières années, l'Ontario et d'autres régions d'Amérique du Nord où OPG mène ses activités ont été touchées par les changements climatiques et une augmentation des phénomènes météorologiques extrêmes. Les changements dans les régimes et l'intensité des précipitations, la température de l'eau et la température de l'air ambiant ont tous une incidence sur divers aspects des activités d'OPG. En plus des incidences potentielles sur la production 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 importante sur la fiabilité et la durée de vie de l'équipement majeur et sur le profil de l'offre et de la demande d'électricité en Ontario. Des initiatives sont en cours pour intégrer la prise en compte des changements climatiques dans les processus d'exploitation de la Société. Des ateliers en interne ont été organisés à l'échelle de l'entreprise dans le but de déterminer les incidences en fonction des paramètres climatiques afin de prioriser les besoins d'adaptation et d'accroître la sensibilisation aux incidences possibles des changements climatiques sur les activités d'OPG.

OPG continue de participer à des initiatives et à des groupes de travail à l'échelle de l'industrie pour accroître la résilience de l'infrastructure essentielle. Ces activités comprennent la création d'un processus normalisé pour l'élaboration de plans d'adaptation aux changements climatiques et les modifications proposées au Code canadien de l'électricité.

Conformément à ces impératifs stratégiques, OPG continue de rechercher des occasions d'investir dans la production d'énergie propre et durable. Voici quelques mesures récentes prises à l'appui de cette stratégie :

- En 2018, OPG a poursuivi le projet d'infrastructure d'air propre le plus important au Canada, la réfection de la centrale Darlington. Une fois achevée, la centrale Darlington continuera d'assurer une production de base propre, fiable et économique pour les Ontariens pendant 30 ans encore.
- En juin 2018, OPG a procédé à une première émission d'obligations vertes de 450 millions de dollars en vertu de son programme de billets à moyen terme existant. Plus des deux tiers des obligations vertes émises ont été achetées par des investisseurs qui sont des signataires des Principes pour l'investissement responsable (PRI) de l'Organisation des Nations Unies (ONU), dont certains géraient des mandats de placement verts précis. En janvier 2019, une deuxième émission d'obligations vertes de 500 millions de dollars a été réalisée en vertu du programme de billets à moyen terme existant. Le produit de l'émission d'obligations vertes doit être affecté au financement ou au refinancement de projets admissibles en vertu du cadre de référence pour les obligations vertes d'OPG, qui est conforme aux Principes des obligations vertes de l'International Capital Markets Association. Selon le cadre de référence pour les obligations vertes d'OPG, le produit doit être affecté à des investissements qui fournissent de l'énergie de sources renouvelables (comme l'hydroélectricité, l'énergie solaire ou l'énergie éolienne) et contribuent à réduire la consommation énergétique ou à gérer et à stocker l'énergie.
- En novembre 2018, OPG a finalisé l'acquisition d'Eagle Creek, qui détient et exploite 63 centrales hydroélectriques aux États-Unis et détient des participations dans 13 centrales hydroélectriques et deux centrales solaires, afin d'étendre et de diversifier davantage le portefeuille de production d'électricité renouvelable d'OPG. Une partie importante du produit net de l'émission d'obligations vertes de janvier 2019 sera affectée au financement de l'acquisition d'Eagle Creek.
- En novembre 2018, OPG a soumis à l'approbation du conseil d'administration un cadre de référence et une stratégie mis à jour sur les changements climatiques. Le nouveau cadre de référence permet d'articuler les travaux d'OPG sur les changements climatiques autour des principaux éléments recommandés par le TCFD : la gouvernance, la stratégie, la gestion des risques, ainsi que les mesures et objectifs. Le cadre de référence fournit une vision intégrée des activités et des initiatives planifiées à l'échelle de la Société en réponse aux risques et aux possibilités que présentent les changements climatiques. La stratégie vise à tirer parti de l'électricité propre, fiable et à faible coût de la Société pour offrir des solutions énergétiques aux clients et saisir les occasions de croissance commerciale future en matière de transport, de stockage de l'énergie et de processus d'électrification efficaces. OPG continuera de chercher à intégrer les mesures et les objectifs en matière de changements climatiques au processus de planification commerciale de la Société.
- En novembre 2018, OPG et Stem Inc. (Stem) ont conclu un nouveau partenariat en matière de systèmes de pointe de stockage de l'énergie qui aideront les fabricants industriels de l'Ontario à gérer les coûts de l'électricité. En combinant l'expérience d'OPG à titre de plus grand fournisseur d'énergie de l'Ontario et les systèmes de pointe de stockage de l'énergie et la plateforme de contrôles de Stem, le partenariat cherchera à offrir aux entreprises ontariennes des solutions énergétiques clés en main novatrices qui leur permettront d'accroître leur compétitivité.

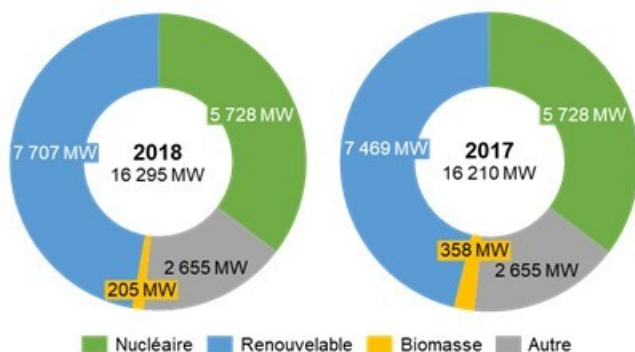
- Dans le cadre de la stratégie visant à réduire l'empreinte carbone du secteur du transport de l'Ontario, OPG est devenue, en décembre 2018, la première société canadienne à se joindre à l'initiative EV100 en affirmant son engagement à adopter des véhicules électriques pour son parc de plus de 400 véhicules d'ici 2030, lorsque ce sera faisable techniquement et économiquement. OPG se joint à un nombre grandissant de grandes entreprises mondiales qui se sont toutes engagées à électrifier l'ensemble de leur parc d'ici 2030. De plus, la Société collabore avec des propriétaires de parcs commerciaux pour offrir des solutions d'électrification, les aider à optimiser la consommation d'électricité et à réduire les coûts au minimum, et à élaborer des stratégies d'intégration efficaces et économiques des véhicules électriques dans le réseau d'électricité. En novembre 2018, le rôle de chef de file d'OPG en matière de réduction de l'empreinte carbone du secteur du transport a été reconnu par l'Association canadienne de l'électricité (ACE) qui lui a attribué en 2018 le prix Électricité durable pour l'engagement à l'égard de l'amélioration continue du rendement.
- OPG a commencé à incorporer les considérations liées au climat dans ses décisions d'investissement importantes en 2018 et prévoit les incorporer pleinement dans les processus de prise de décisions en matière d'investissement en 2019. Dans le cadre de l'évaluation des possibilités d'investissement, de la valeur économique et de l'alignement stratégique, les avantages précis d'un investissement pour la résilience aux changements climatiques et les efforts d'adaptation de la Société seront pris en considération.

Performance et principales mesures liées au climat

OPG a continué de déterminer les incidences climatiques les plus pertinentes sur les activités dans le contexte du cadre de référence sur les questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable. À l'heure actuelle, il n'existe pas de mesures systématiques établies des incidences des changements climatiques à l'échelle du secteur des services publics. OPG s'est engagée activement à élaborer des mesures sectorielles uniformes permettant de quantifier le niveau de résilience aux changements climatiques atteint, y compris au moyen de forums de collaboration à l'échelle du secteur, comme l'ACE. Parallèlement, OPG tente d'élaborer des mesures internes de performance prospective et d'utiliser les modèles climatiques pour évaluer l'incidence des changements climatiques sur les résultats d'exploitation de la Société et sur son infrastructure. Les mesures de performance potentielles comprennent la quantification de l'efficacité en matière d'adaptation et les pertes évitées en raison de la résilience, le montant des dépenses d'investissement requis pour faire face aux changements climatiques et l'incidence potentielle des changements à l'environnement sur les résultats financiers d'OPG. L'échéancier prévu par OPG pour l'élaboration de mesures quantitatives et d'objectifs à plus long terme est conforme à celui des pairs de l'industrie.

En attendant d'avoir élaboré les mesures et les objectifs à long terme en matière d'adaptation aux changements climatiques, OPG a repéré certaines mesures initiales qu'elle juge pertinentes pour les parties prenantes externes. Les mesures clés initiales et la performance réelle pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017 sont décrites ci-après.

Mesures en matière de changements climatiques



Capacité de production en service¹ par type de production (MW)

Mesure de la capacité de production en service disponible provenant des diverses sources de production d'OPG et de la capacité énergétique à faibles émissions de carbone par rapport à d'autres sources. La production d'énergie nucléaire, la production d'énergie renouvelable (y compris l'hydroélectricité, l'énergie solaire et l'énergie éolienne) et alimentée à la biomasse sont toutes considérées comme étant des sources à faibles émissions.

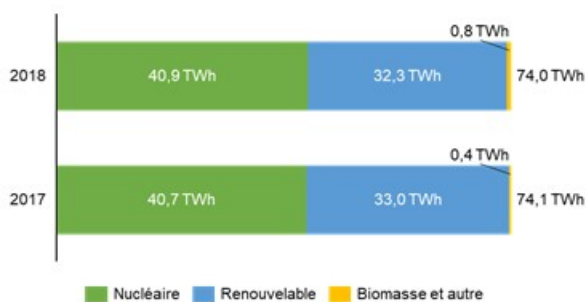
Les sources à faibles émissions de carbone continuent de représenter la majeure partie de la capacité de production en service totale d'OPG. En 2018, la capacité de production en service totale a augmenté de 85 MW par rapport à 2017, du fait principalement de l'acquisition d'Eagle Creek, contrebalancée en partie par la fermeture de la centrale Thunder Bay.

¹ Aux 31 décembre 2018 et 2017, la capacité de production en service comprend la quote-part d'OPG de la capacité de production en service de 275 MW de PEC et de 280 MW de Brighton Beach, incluse dans Autre. Au 31 décembre 2018, la capacité de production en service comprend la capacité de production en service d'environ 226 MW d'Eagle Creek incluse dans Renouvelable.

Production d'électricité par type de production (TWh)

Mesure de l'électricité produite provenant de diverses sources de production d'OPG et mesure de suivi de la production d'énergie à faibles émissions de carbone par rapport à d'autres sources.

Les sources d'électricité à faibles émissions de carbone (énergie nucléaire, renouvelable et alimentée à la biomasse) continuent de compter pour 99 % de la production totale d'OPG. Les sources de production alimentées à la biomasse et autre, qui constituent les activités thermiques d'OPG, sont en général des centrales de pointe et sont donc exploitées pendant des périodes limitées pour répondre aux fluctuations de la demande d'électricité, conformément aux besoins du réseau administré par la SIERE.



Mesures en matière de changements climatiques



Revenus tirés de la production à faibles émissions de carbone (en millions de dollars)

Mesure de la partie du total des revenus d'OPG tirés de sources de production à faibles émissions de carbone.

Les revenus tirés de la production à faibles émissions de carbone représentaient plus de 92 % du total des revenus d'OPG en 2018. Les revenus tirés de la production à faibles émissions de carbone ont augmenté en 2018 en regard de 2017, en raison surtout de l'incidence des nouveaux tarifs réglementés autorisés par la CEO pour les centrales réglementées. Les revenus tirés de la production autre, qui comprend les centrales de production alimentées au pétrole et au gaz, sont demeurés stables d'un exercice à l'autre.

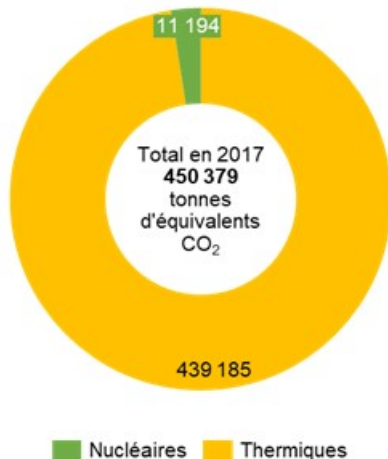
Valeur et utilisation du produit net des émissions d'obligations vertes

Mesure de la possibilité d'accroître les investissements dans l'énergie renouvelable et des projets financés au moyen du produit des émissions d'obligations vertes. Le produit tiré de la première émission d'obligations vertes de 450 millions de dollars de juin 2018 sera affecté uniquement à des projets hydroélectriques admissibles, y compris des projets importants d'aménagement et de réfection et des investissements de maintien à l'échelle du portefeuille.

Le produit net tiré de la deuxième émission d'obligations vertes de 500 millions de dollars de janvier 2019 sera principalement affecté à l'acquisition d'Eagle Creek.



Mesures en matière de changements climatiques



Émissions de GES de niveau 1 – Directes (en tonnes d'équivalents CO₂) et taux d'émissions atmosphériques (en tonnes d'équivalents CO₂ /GWh nets)

Mesure des émissions de GES de niveau 1, soit les émissions d'équivalents dioxyde de carbone (CO₂) des activités thermiques et nucléaires d'OPG. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, 439 185 tonnes d'équivalents CO₂ ont été émises par les activités thermiques, soit environ 98 % du total des émissions d'équivalents CO₂ d'OPG, les émissions restantes provenant des activités nucléaires. En comparaison, les émissions de CO₂ d'OPG avaient atteint 39 millions de tonnes avant l'élimination graduelle du charbon de la Société, OPG a réduit de 99 % ses émissions de GES.

Les émissions d'équivalents CO₂ des activités thermiques proviennent de la production alimentée au pétrole, au gaz et à la biomasse, et d'une estimation de la quote-part de 50 % de la Société des émissions provenant des centrales alimentées au gaz détenues en copropriété. Les émissions de CO₂ des activités nucléaires proviennent des tests de routine effectués sur les générateurs de réserve au diesel pour s'assurer qu'ils peuvent fournir l'électricité de secours aux centrales nucléaires, au besoin. Les centrales nucléaires d'OPG n'émettent pas d'équivalents CO₂ dans le cadre du processus de production d'électricité.

Comme la quasi-totalité de l'électricité d'OPG est produite à partir de sources à faibles émissions de carbone, le taux d'émissions atmosphériques de la Société est relativement bas. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, OPG a émis en moyenne 6,1 tonnes par gigawattheure (GWh) de la production totale d'électricité.

L'information sur les émissions de GES de niveau 1 et le taux des émissions atmosphériques est publiée chaque année et les données pour 2018 seront disponibles en juin 2019.

Sécurité au travail et sécurité publique

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

En ce qui a trait à la sécurité au travail, OPG est résolue à atteindre une excellente performance, en misant sur l'amélioration continue et une solide culture de sécurité, dans le but ultime de réduire le nombre de blessures à zéro. OPG utilise des systèmes de gestion intégrés de la santé et de la sécurité et un éventail de procédures de contrôle du risque opérationnel pour assurer la surveillance continue de la performance en matière de santé et de sécurité et pour contribuer à la formation et à l'amélioration continues à ce chapitre. Au cours des six dernières années, OPG s'est régulièrement 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 2018, OPG a reçu le Prix d'excellence du président de l'ACE 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.

La performance d'OPG en matière de sécurité des employés en milieu de travail, mesurée par la fréquence des blessures consignées et le taux de gravité des accidents, se présente comme suit :

Données sur la sécurité	2018	2017
Fréquence des blessures consignées (blessures par 200 000 heures)	0,51	0,48
Taux de gravité des accidents (jours perdus par 200 000 heures travaillées)	3,02	3,57

La fréquence des blessures consignées d'OPG a légèrement diminué en 2018 par rapport à 2017, tandis que le taux de gravité des accidents s'est quelque peu amélioré par rapport à l'exercice précédent. OPG continue de mettre en œuvre un certain nombre d'initiatives pour cibler les tendances en matière de blessures en fonction de l'analyse des événements compromettant la sécurité, l'accent étant mis sur les glissades et les trébuchements, la sécurité des mains et l'utilisation d'outils de performance humaine, y compris la surveillance accrue sur le terrain, la connaissance de la situation, la communication ainsi que l'utilisation et le respect des procédures.

En vue d'améliorer sa performance en matière de sécurité, OPG poursuit la promotion de sa campagne intitulée iCare Enough to Act visant à renouveler l'engagement des employés à l'égard de leur sécurité et de leur bien-être et de ceux des autres. Les approches quant à la formation, à la surveillance, à la communication et à la planification d'un environnement de travail sécuritaire sont modifiées et mises à jour pour renforcer la sécurité comme élément fondamental de la culture fondée sur des valeurs de la Société.

OPG s'attend à ce que ses entrepreneurs effectuent leurs travaux de manière sécuritaire dans ses sites. En appui à cette exigence, OPG a recours à un processus de présélection des entrepreneurs indépendants, fournit un appui à la sécurité sur place pour bon nombre de ses grands projets et collabore avec des partenaires contractuels à l'amélioration des programmes de santé et de sécurité dans le but de satisfaire à ses exigences. Au 31 décembre 2018, plus de 12,9 millions d'heures avaient été travaillées par des employés et des entrepreneurs dans le cadre du projet de réfection de la centrale Darlington sans blessure ayant entraîné une perte de temps.

OPG continue de faire la promotion d'un programme de santé global visant à mettre en place une culture axée sur la santé qui soutient les efforts des employés et de leur famille qui veulent atteindre un niveau optimal de santé et de fonctionnement, au moyen de formation sur la santé, de la promotion de la santé, de la prévention des maladies et des blessures et des interventions en cas de crise. En 2018, la Société a achevé de donner la formation sur les premiers soins en santé mentale qui avait été initiée en 2016, à laquelle environ 2 300 gestionnaires, superviseurs et leaders syndicaux ont participé. La formation est un programme agréé parrainé par la Commission de la santé mentale du Canada visant à accroître la sensibilisation aux maladies mentales et l'empathie pour les personnes qui en souffrent, à réduire la stigmatisation, à soutenir les employés touchés et à améliorer les résultats en matière de retour au travail.

En mars 2018, l'Employee Assistance Society of North America a remis à OPG le prix d'excellence annuel. Ce prix est décerné aux entreprises dont l'excellence, l'innovation et l'incidence des programmes d'aide aux employés sur le lieu de travail visent à améliorer le bien-être des employés et à favoriser un environnement de travail sain et productif. OPG a été reconnue pour son engagement à mettre en œuvre une culture organisationnelle qui valorise la sécurité et la santé mentale à titre de pièce essentielle du succès de l'entreprise.

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

Pour 2017, les doses annuelles reçues par le public découlant des activités de la centrale Darlington et des activités de la centrale Pickering se sont établies à respectivement 0,7 µSv et 1,8 µSv, ce qui correspond à environ respectivement 0,1 % et 0,2 % de la limite légale annuelle de 1 000 µSv. Même si les doses découlant des activités des centrales nucléaires d'OPG pour l'année d'exploitation 2018 ne seront pas disponibles avant le deuxième trimestre de 2019, elles ne devraient pas différer considérablement des niveaux observés pour 2017.

La CCSN publie un rapport annuel sur la surveillance réglementaire et sur la performance en matière de sécurité des centrales nucléaires. En 2018, pour la première fois, ce rapport contient des évaluations de la performance en matière de sécurité non seulement des centrales nucléaires canadiennes, mais aussi des installations adjacentes de gestion des déchets. En septembre 2018, la CCSN a publié son rapport annuel de 2017 sur la surveillance réglementaire et sur la performance en matière de sécurité des centrales nucléaires, dans lequel elle attribuait la plus haute cote possible en matière de sûreté, soit celle de entièrement satisfaisante, aux centrales Darlington et Pickering, et la cote satisfaisante aux installations de gestion des déchets Darlington, Pickering et Western.

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, et continue d'investir dans la mise à niveau et la sécurité des voies navigables et des barrages. Les programmes de sécurité des barrages d'OPG couvrent la sécurité des barrages, la gestion des situations d'urgence et la sécurité du public autour des barrages, conformément à la politique sur la sécurité des activités. Les pratiques de la Société dans ces domaines 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. En janvier 2019, la Société a annoncé la mise en œuvre d'un plan d'amélioration de la sécurité des barrages sur la rivière Mattagami en Ontario, essentiellement par l'intermédiaire du projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long qui augmentera le débit du barrage conformément aux exigences provinciales mises à jour. Le plan comprend quatre nouvelles vannes à glissières, qui contrôlent les niveaux et les débits des rivières, à l'évacuateur d'Adam Creek et d'autres améliorations en matière de fiabilité des vannes à glissières existantes le long de la rivière Mattagami.

Gens et culture

Un effectif bien formé et engagé est essentiel à la réalisation des impératifs stratégiques d'OPG. OPG mise sur une main-d'œuvre diversifiée, en santé et dévouée et sur la promotion d'une culture de collaboration, de responsabilisation et d'innovation. OPG continue également de communiquer et de mettre en œuvre les valeurs et les comportements qu'elle attend de ses employés afin de se polariser sur la sécurité, l'excellence opérationnelle, l'amélioration continue et l'engagement social.

La Société maintient l'importance d'améliorer les compétences de sa main-d'œuvre au moyen de programmes de développement du leadership, de gestion des connaissances, de diversité et d'inclusion, et par l'embauche dans des secteurs essentiels. Pour pouvoir se doter de la bonne combinaison de compétences, la Société emploie des stratégies de planification de la main-d'œuvre et de recrutement, tant pour l'acquisition de ressources externes que pour le perfectionnement des employés en place, pour pouvoir ainsi répondre efficacement à ses besoins d'affaires immédiats et à plus long terme en temps opportun. L'objectif des stratégies de planification de la main-d'œuvre et de recrutement est de veiller à ce que la main-d'œuvre de la Société soit diversifiée et possède les compétences et les capacités requises pour exploiter de façon sécuritaire et efficace les centrales et mener à bien les projets importants, y compris la réfection de la centrale Darlington. Ces stratégies sont conçues pour prendre en compte l'évolution des besoins prévus en main-d'œuvre au moins jusqu'à la fin de la période prévue d'exploitation commerciale de la centrale Pickering, et jusqu'à la période prévue pour décharger le combustible, assécher les réacteurs nucléaires et mettre la centrale en état d'arrêt sécuritaire après la fermeture. La fin de l'exploitation commerciale de la centrale Pickering devrait entraîner une réduction importante de la main-d'œuvre d'OPG.

Dans le cadre de la stratégie visant le perfectionnement et la fidélisation de ses employés, et le développement du leadership à l'appui du succès à long terme de la Société, OPG a un programme actif de planification de la relève axé sur l'accélération du perfectionnement, notamment un programme de développement du potentiel de leadership dans l'ensemble de la Société à l'intention des employés admissibles. OPG a aussi en place un processus de surveillance de la gestion des ressources humaines afin d'évaluer de manière proactive les risques, les problèmes et les besoins de recrutement.

La production d'électricité repose sur des technologies complexes faisant appel à des travailleurs compétents et bien formés. De nombreuses fonctions à OPG ne peuvent être exercées que par des personnes ayant un niveau de scolarité élevé et sont assorties d'exigences rigoureuses de formation continue et de requalification périodique. En plus de maintenir à jour son programme de formation interne, OPG a conclu des partenariats avec des organismes gouvernementaux, d'autres entreprises de l'industrie de l'électricité et des établissements d'enseignement pour atteindre le niveau de compétence requis.

En octobre 2018, OPG a reçu un prix pour le meilleur programme de gestion des absences à la remise des prix Workplace Benefits 2018 de Benefits Canada. Le prix récompense les entreprises qui ont élaboré les meilleures pratiques en matière de gestion des absences au profit de leurs employés, y compris l'innovation, la convivialité et l'incidence sur la productivité.

Le tableau ci-dessous présente le nombre moyen d'employés réguliers d'OPG en 2018 et 2017 :

Nombre d'employés par secteur d'activité	2018	2017
Production nucléaire réglementée ¹	7 097	7 360
Production hydroélectrique réglementée	1 192	1 125
Production visée par contrat et autre ²	655	531
Divers ³	87	96
Total	9 031	9 112

¹ Y compris les employés associés au secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée.

² En 2018, comprend le nombre moyen d'employés réguliers d'Eagle Creek à compter de la date d'acquisition le 27 novembre 2018.

³ Au 31 décembre 2017, le secteur Fair Hydro Trust, constitué en décembre 2017, comptait trois employés réguliers. En 2018, le secteur Fair Hydro Trust comptait quatre employés réguliers.

Diversité et inclusion

OPG souscrit à la diversité dans son sens large – une combinaison de talents, de points de vue, d'antécédents et d'expériences qui accroît la capacité collective. OPG mise sur la promotion d'une culture d'inclusion dans laquelle chacun est traité avec équité et respect et chacun est valorisé comme faisant partie intégrante de l'équipe. OPG favorise, respecte, accepte et valorise les différences des employés et des dirigeants.

En juillet 2018, la Société a élaboré une politique en matière de diversité et d'inclusion des membres du conseil d'administration, dans laquelle il est stipulé que la diversité est essentielle pour attirer des administrateurs qualifiés et conserver un conseil hautement efficace. Le comité de la rémunération, du leadership et de la gouvernance du conseil d'administration évalue des candidatures très diversifiées chaque fois qu'un siège se libère au conseil, notamment des femmes, des autochtones, des membres de minorités visibles et des personnes handicapées. Le conseil d'administration s'est doté d'un objectif de 50 % en matière de représentation diversifiée au conseil, dont un conseil composé à 40 % de femmes en 2019. Au 31 décembre 2018, le conseil d'administration respectait l'objectif de représentation diversifiée de 50 %.

Aucun objectif n'a été fixé et aucune politique n'a été élaborée pour la haute direction, bien qu'OPG continue de suivre et de surveiller les mesures en matière de planification d'une relève dont les membres seraient d'origines diverses et s'efforce de constituer une liste de candidats d'origines diverses pour les postes de haute direction.

La représentation de personnes d'origines diverses au sein du conseil d'administration et de la haute direction d'OPG était comme suit au 31 décembre 2018 :

Données sur la diversité des sexes (au 31 décembre 2018)					
	Hommes		Femmes		Total
Administrateurs de la Société	10	71 %	4	29 %	14
Administrateurs d'origines diverses ¹					50 %
Dirigeants ²	9	82 %	2	18 %	11
Équipe de leadership de l'entreprise ³	6	75 %	2	25 %	8
Équipe de la haute direction ⁴	28	64 %	16	36 %	44

¹ La diversité est définie selon la politique de diversité et d'inclusion au sein du conseil d'administration d'OPG et comprend les femmes, les autochtones, les membres de minorités visibles et les personnes handicapées.

² Dirigeants d'une société, comme définis par la LSAO.

³ L'équipe de leadership de l'entreprise comprend le président et chef de la direction et les présidents et principaux vice-présidents qui relèvent de lui.

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

Relations avec les Autochtones

OPG croit à la création de relations de travail à long terme et mutuellement avantageuses avec les collectivités, les entreprises et les organismes autochtones de l'Ontario et continue d'appuyer les possibilités d'approvisionnement, d'emploi et de formation avec les collectivités autochtones. OPG cherche à établir des relations qui soient fondées sur le respect, la transparence et la responsabilité conjointe. En 2018, pour sa participation au programme Progressive Aboriginal Relations (PAR) du Canadian Council for Aboriginal Business (CCAB), OPG a reçu une certification Argent. La certification confirme qu'OPG s'est dotée des meilleures pratiques nationales et a fait preuve de son engagement en matière de relations avec les Autochtones.

OPG détient et exploite des actifs de production d'électricité dans les territoires traditionnels des Autochtones. OPG a une politique formelle sur les relations avec les Autochtones qui régit les relations avec les collectivités autochtones. La Société s'engage à travailler avec les collectivités autochtones qui vivent à proximité de ses activités actuelles et futures, à favoriser des relations positives et mutuellement avantageuses qui généreront des avantages sociaux et économiques grâce aux partenariats et à la collaboration. Les plans d'affaires opérationnels d'OPG comprennent les éléments suivants propres à la mise en œuvre de la politique sur les relations avec les Autochtones :

- relations avec les collectivités et sensibilisation;
- renforcement de la capacité;
- possibilités d'emploi et de formation;
- possibilités d'affaires et d'approvisionnement;
- formation sur les relations avec les employés autochtones.

L'engagement d'OPG dans le domaine des relations avec les Autochtones comprend 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. La Société a travaillé en partenariat avec un certain nombre de collectivités autochtones à la construction du projet de centrale hydroélectrique Peter Sutherland Sr., du projet hydroélectrique Lower Mattagami River, de la centrale hydroélectrique Lac Seul et du projet de la centrale solaire Nanticoke. En novembre 2018,

l'Association canadienne de l'hydroélectricité a annoncé qu'OPG était récipiendaire du prix Visions d'avenir pour la réalisation du projet de centrale Peter Sutherland Sr. en partenariat avec la Nation Taykwa Tagamou.

Les données du tableau qui suit reflètent l'incidence économique des partenariats d'aménagement d'installations de production entre OPG et les collectivités autochtones :

Données sur les partenariats avec les Autochtones	2018	2017
Capacité de production en service des centrales construites en partenariat avec les collectivités autochtones (MW)	478	478
Revenus provenant des centrales en partenariat avec les collectivités autochtones (en millions de dollars)	314	307

OPG a également travaillé avec la Première nation Kiashke Zaaging Anishinaabek (KZA), également connue sous le nom de Première Nation de Gull Bay, à la construction d'un microréseau d'énergie renouvelable qui utilisera l'énergie solaire, le stockage dans des batteries et la technologie de contrôle microréseau pour réduire la dépendance de la collectivité à la production à partir de diesel. À titre de principal promoteur du projet, OPG, avec plusieurs collaborateurs, construit le microréseau sur les terres de la réserve de KZA. En collaboration avec la réserve de KZA, la construction a commencé au troisième trimestre de 2018 et s'est poursuivie tout au long de l'année. Une fois les tests et la mise en service terminés, le microréseau sera transféré à KZA qui devrait le détenir et l'exploiter dès 2019. Le projet réduira d'environ 25 % la dépendance de KZA à l'égard de la production alimentée au diesel dans la collectivité hors réseau, soit une réduction d'environ 300 tonnes de CO₂.

En 2018, OPG a continué de s'engager auprès des collectivités autochtones en ce qui a trait aux activités nucléaires de la Société, notamment au moyen de réunions régulières et d'un dialogue continu sur le dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité proposé d'OPG et de s'engager auprès des Premières Nations visées par les Traités Williams et de la bande des Mohawks de la baie de Quinte avant le renouvellement du permis de la centrale Pickering, qui a été obtenu par la suite en août 2018. OPG s'est engagée envers les Premières Nations du sud-ouest de l'Ontario en ce qui a trait à la démolition des centrales Lambton et Nanticoke et envers la Première Nation des Mississaugas of New Credit à l'égard de la vente du site de l'ancienne centrale Lakeview. OPG s'engage à continuer à consulter de façon proactive les communautés autochtones au sujet de ses nouveaux projets et travaille actuellement sur des séances d'information préliminaires à l'intention des communautés de la Première Nation Moose Cree et de la Nation Taykwa Tagamou au sujet d'un plan visant à améliorer la sécurité du barrage de la rivière Mattagami, au moyen principalement du projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long.

OPG s'engage à améliorer l'accès pour les Autochtones aux possibilités d'approvisionnement et d'emploi, notamment à améliorer le profil de l'industrie nucléaire dans les communautés autochtones. En 2018, ces initiatives comprenaient la poursuite de la mise en œuvre de l'initiative de participation des entreprises autochtones lancée en 2017 pour accroître l'accès aux possibilités d'approvisionnement pour les entreprises autochtones intéressées à fournir des matériaux et des services à OPG et l'identification de moyens d'accroître la représentation des autochtones au sein de la main-d'œuvre d'OPG. Au premier trimestre de 2018, OPG a lancé le programme de possibilités des Autochtones dans la production nucléaire, dont le projet de réfection de la centrale Darlington sera le catalyseur. Au cours de l'exercice, des candidats compétents des collectivités autochtones ont été embauchés par les activités nucléaires d'OPG par l'intermédiaire du programme de possibilités des Autochtones dans la production nucléaire avec l'aide de Kagita Mikam, une agence autochtone de dotation en personnel et de formation établie à Tyendinaga dans le territoire des Mohawks de la baie de Quinte, un partenaire stratégique. OPG poursuivra la mise

en œuvre de l'initiative de participation des entreprises autochtones et du programme de possibilités des Autochtones dans la production nucléaire tout au long de 2019.

En octobre 2018, OPG a organisé un événement qui regroupait un certain nombre de fournisseurs de l'entreprise et des entreprises autochtones afin de favoriser les possibilités de sous-traitance et de coentreprise. L'événement a été organisé par le CCCA, qui fera le suivi des résultats de l'événement. OPG est membre du cercle des champions en matière de changement de l'approvisionnement, un regroupement national d'entreprises qui se sont engagées à accroître la participation des entreprises autochtones dans les chaînes d'approvisionnement des entreprises.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

Au 31 décembre 2018, OPG comptait les cinq secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production visée par contrat et autre
- Fair Hydro Trust

Production nucléaire réglementée

Le secteur Production nucléaire réglementée mène ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales nucléaires Pickering et Darlington qu'OPG possède et exploite. Il comprend aussi les revenus tirés d'un contrat de location à long terme et d'ententes connexes conclus avec Bruce Power, qui visent les centrales nucléaires Bruce. Ces revenus comprennent les revenus locatifs, les honoraires pour la gestion des déchets nucléaires et les revenus tirés des ventes d'eau lourde et des services de détritiation. Ce secteur tire également des revenus de contrats de ventes d'isotopes existants et de services auxiliaires fournis par OPG à partir de ses centrales nucléaires. Les revenus tirés des services auxiliaires proviennent des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

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

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

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

Production hydroélectrique réglementée

Le secteur Production hydroélectrique réglementée d'OPG mène 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 des services auxiliaires et d'autres revenus provenant des centrales hydroélectriques réglementées d'OPG. Les produits tirés des services auxiliaires proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible comme réserve fonctionnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires, dont des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de régulation et d'autres services.

Production visée par contrat et autre

Le secteur Production visée par contrat et autre mène ses activités en Ontario et aux États-Unis par la filiale Eagle Creek de la Société et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales de la Société qui ne sont pas visées par une réglementation des tarifs et fournit de l'énergie et de la capacité aux marchés de gros au comptant de l'électricité. Le secteur englobe principalement les centrales qui font l'objet d'une CAE avec la SIERE ou d'autres ententes d'achat d'énergie à long terme. Les CAE actuelles pour les centrales thermiques viennent à échéance en 2022 et en 2024, et dans la période de 2059 à 2067 pour les centrales hydroélectriques. Les dates d'échéance des ententes d'achat d'énergie à long terme d'Eagle Creek s'échelonnent de 2019 à 2039.

Le secteur Production visée par contrat et autre englobe aussi la quote-part revenant à OPG des bénéfices attribuables à sa participation de 50 % dans les centrales PEC et Brighton Beach. La centrale Brighton Beach fait l'objet d'une convention de conversion d'énergie de 20 ans avec Shell Energy North America (Canada) Inc. qui expire en 2024, et PEC est exploitée en vertu d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre accéléré de 20 ans conclu avec la SIERE qui expire en 2029. La quote-part revenant à OPG de la capacité de production en service et du volume de production attribuables à sa participation dans les centrales PEC et Brighton Beach est présentée dans ce secteur.

Le secteur comprend également les revenus tirés des services auxiliaires et d'autres revenus provenant des centrales incluses dans le secteur, qui proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible comme réserve fonctionnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires, dont des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de régulation et d'autres services.

Fair Hydro Trust

Le secteur Fair Hydro Trust est un secteur qui ne produit pas d'électricité et qui n'est pas soumis à une réglementation des tarifs. Il présente les revenus liés au rôle d'OPG à titre de gestionnaire des services financiers en vertu de la *Loi pour des frais d'électricité équitables* et à titre de détenteur de la dette de rang inférieur de la Fiducie, en plus de comprendre les résultats financiers de la Fiducie.

La Fiducie a été créée en décembre 2017 en tant qu'entité de financement envisagée par la *Loi pour des frais d'électricité équitables* pour financer le report de la SIERE d'une partie des coûts du rajustement global aux termes du plan pour des frais d'électricité équitables adopté par le gouvernement de l'Ontario précédent. La *Loi pour des frais d'électricité équitables* permet à la SIERE de transférer une partie des coûts reportés à la Fiducie en échange d'un droit irrévocable de recouvrer le solde et les frais de financement et autres frais connexes auprès de consommateurs déterminés dans l'avenir (participation d'investissement). Le porteur de part majoritaire et bénéficiaire de la Fiducie est une filiale entièrement détenue d'OPG. La Fiducie est structurée de manière à jouir

d'une réelle autonomie patrimoniale et d'une barrière fiscale d'exploitation par rapport à OPG afin de protéger les actifs et les activités de la Société. Compte tenu du contrôle des principales activités de la Fiducie par OPG et de l'obligation de cette dernière d'absorber les pertes par la détention de la dette subordonnée de la Fiducie, la Société consolide les résultats financiers de la Fiducie conformément aux PCGR des États-Unis.

Les revenus du secteur sont composés des intérêts créditeurs provenant de la Fiducie, et du recouvrement auprès de tiers des coûts et des honoraires de gestion financière et de services d'administration courants, contrebalancés en partie par les frais d'intérêts liés à la dette émise par OPG afin de financer l'acquisition de la dette subordonnée de la Fiducie et par d'autres coûts liés à la gestion et à l'administration de la Fiducie. Les honoraires d'OPG pour services rendus à la Fiducie à titre de gestionnaire des services financiers sont assujettis à une revue annuelle par la CEO.

ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

Production nucléaire réglementée

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
Revenus	3 474	3 095
Charges liées au combustible	283	284
Marge brute	3 191	2 811
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 302	2 293
Amortissement	512	431
Impôts fonciers	26	26
Bénéfice avant autres pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	351	61
Autres pertes	-	4
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	351	57

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a augmenté de 294 millions de dollars en 2018 en regard de 2017. La hausse du bénéfice s'explique surtout par les nouveaux tarifs réglementés approuvés par la CEO dans le cadre de sa décision de décembre 2017 et de l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018, en vigueur rétrospectivement le 1^{er} juin 2017, qui ont fait monter les revenus d'environ 341 millions de dollars. Le tarif réglementé de base précédent pour la production nucléaire avait été établi par la CEO en 2014. Au quatrième trimestre de 2017, OPG a comptabilisé, à titre d'augmentation des actifs réglementaires, montant net, des revenus du secteur nets d'environ 465 millions de dollars pour la période du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2017 suivant la décision de la CEO le 28 décembre 2017.

La dotation aux amortissements, à l'exclusion de l'amortissement lié aux soldes des comptes réglementaires, a augmenté de 48 millions de dollars en 2018, par rapport à 2017, essentiellement en raison de la hausse de l'amortissement d'actifs nouvellement mis en service. La hausse de la dotation aux amortissements liée aux soldes des comptes réglementaires a été en grande partie contrebalancée par une augmentation des revenus tirés des avenants tarifaires pour la production nucléaire autorisés dans le cadre de l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 de la CEO pour le recouvrement de ces soldes.

Au quatrième trimestre de 2017, OPG a révisé les hypothèses comptables sur la fin de vie de la centrale Pickering pour la faire passer du 31 décembre 2020 au 31 décembre 2022 pour les unités 1 et 4 et au 31 décembre 2024 pour les unités 5 à 8, et a comptabilisé une variation correspondante dans les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations nucléaires et les coûts associés de mise hors service d'immobilisations capitalisés dans la valeur comptable des immobilisations, avec prise d'effet le 31 décembre 2017. La diminution de la dotation aux amortissements en 2018 associée à la révision de ces hypothèses sur la fin de vie a été contrebalancée par

l'incidence des comptes réglementaires, y compris un nouveau compte de report approuvé par la CEO avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2018, par suite d'une demande d'ordonnance comptable déposée par OPG en décembre 2017.

Les facteurs de capacité des unités de production des centrales Darlington et Pickering pour 2018 et 2017 sont les suivants :

	2018	2017
Facteur de capacité des unités de production (%) ¹		
Centrale Darlington	88,6	85,2
Centrale Pickering	79,1	80,0

¹ Le facteur de capacité des unités de production nucléaire exclut les unités pendant toute période au cours de laquelle elles sont en voie de réfection. Par conséquent, l'unité 2 de la centrale Darlington a été exclue de cette mesure depuis octobre 2016, date à laquelle l'unité a été mise hors service aux fins de sa réfection. 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*.

La hausse du facteur de capacité des unités de production de la centrale Darlington en 2018, en comparaison de 2017, reflète essentiellement le nombre de jours d'interruption planifiée moins élevé en 2018 en raison du calendrier de maintenance cyclique de la centrale et de la réalisation favorable des travaux pendant l'interruption planifiée.

La baisse du facteur de capacité des unités de production de la centrale Pickering en 2018, en comparaison de 2017, reflète le nombre de jours d'interruption planifiée plus élevé en 2018 en raison du calendrier de maintenance cyclique de la centrale, en partie contrebalancé par la réalisation favorable des travaux pendant l'interruption planifiée.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

(en millions de dollars)	2018	2017
Revenus	131	121
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	131	129
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires	971	943
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(854)	(801)
Perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices	(117)	(150)

La perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur s'est chiffrée à 117 millions de dollars en 2018, comparativement à 150 millions de dollars en 2017, ce qui représente une amélioration du résultat de 33 millions de dollars. L'amélioration du résultat du secteur s'explique par une augmentation du bénéfice des Fonds distincts nucléaires, partiellement contrebalancée par une augmentation de la charge de désactualisation sur les passifs nucléaires.

La hausse du rendement des Fonds distincts nucléaires découle principalement de la hausse des bénéfices du Fonds distinct de déclassement et d'un montant des bénéfices reportés plus important dans les comptes réglementaires en 2017. Le Fonds distinct de déclassement était surcapitalisé en 2017 et en 2018. Par conséquent, les bénéfices du fonds en 2017 et en 2018 reflètent le taux de désactualisation du passif de capitalisation sous-jacent auquel OPG limite le rendement du Fonds distinct de déclassement lorsqu'il est surcapitalisé, ainsi que 50 % de l'excédent du Fonds dépassant le niveau de capitalisation de 120 % jusqu'à concurrence du montant, le cas échéant, correspondant à la sous-capitalisation du Fonds distinct pour combustible irradié. Le Fonds distinct pour combustible irradié était légèrement sous-capitalisé à la fin de 2018, ce qui a entraîné une hausse des bénéfices du Fonds distinct de déclassement de 13 millions de dollars. Le montant des bénéfices reportés dans les comptes réglementaires plus important en 2017 découle du fait que les bénéfices n'étaient pas inclus dans les tarifs de base réglementés pour la production nucléaire en vigueur avant le 1^{er} juin 2017. Pour en savoir plus sur la comptabilisation au titre des Fonds distincts nucléaires, voir la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques*.

La hausse de la charge au titre de la désactualisation sur les passifs nucléaires est surtout attribuable à l'augmentation de la valeur actuelle de l'obligation sous-jacente pour refléter le passage du temps en 2018.

Production hydroélectrique réglementée

(en millions de dollars)	2018	2017
Revenus ¹	1 425	1 436
Charges liées au combustible	334	351
Marge brute	1 091	1 085
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	337	330
Amortissement	154	139
Impôts fonciers	1	1
Bénéfice avant autres pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	599	615
Autres pertes	5	1
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	594	614

¹ Pour 2018 et 2017, 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 11 millions de dollars et 12 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 20 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017. La diminution du bénéfice découle essentiellement de la hausse de la production perdue qui ne peut faire l'objet d'un recouvrement au moyen des comptes réglementaires approuvés par la CEO et des hausses d'interruption de 2018. La diminution du bénéfice du secteur a été partiellement contrebalancée par une augmentation des revenus d'environ 18 millions de dollars qui reflète l'incidence des nouveaux tarifs de base réglementés approuvés par la CEO dans le cadre de sa décision de décembre 2017 et de l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018, en vigueur rétrospectivement le 1^{er} juin 2017. Les tarifs réglementés de base pour la production hydroélectrique avaient été établis par la CEO en 2014. Au quatrième trimestre de 2017, OPG a comptabilisé, à titre d'augmentation des actifs réglementaires, montant net, des revenus du secteur nets d'environ 15 millions de dollars pour la période du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2017 suivant la décision de la CEO le 28 décembre 2017.

La disponibilité hydroélectrique pour les centrales incluses dans le secteur Production hydroélectrique réglementée se présente comme suit :

	2018	2017
Disponibilité hydroélectrique (%) ¹	86,0	88,0

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

La disponibilité hydroélectrique a reculé en 2018, par rapport à 2017, principalement en raison de la réalisation de projets planifiés nécessitant d'autres interruptions aux centrales hydroélectriques réglementées dans la région de l'est de l'Ontario.

Production visée par contrat et autre

(en millions de dollars)	2018	2017
Revenus	591	579
Charges liées au combustible	54	53
Marge brute	537	526
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	180	169
Amortissement	83	79
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	8	9
Impôts fonciers	8	7
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	(44)	(38)
Bénéfice avant autres pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	302	300
Autres pertes	1	-
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	301	300

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a augmenté de 1 million de dollars en 2018 en regard de 2017. La hausse du bénéfice s'explique surtout par la hausse des revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable et reflète la hausse de la production d'électricité aux centrales autres qu'hydroélectriques liées par contrat, les revenus de l'exercice au complet tirés de la centrale Peter Sutherland Sr. mise en service à la fin du premier trimestre de 2017, et la contribution d'Eagle Creek au secteur suivant son acquisition au quatrième trimestre de 2018. La hausse a été en grande partie contrebalancée par les coûts différentiels, y compris les ajustements à la valeur comptable des actifs d'environ 8 millions de dollars dans le cadre de la clôture de la centrale Thunder Bay et de la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de la centrale Lennox en 2018.

La disponibilité hydroélectrique et le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques des actifs du secteur Production visée par contrat et autre exploitées par OPG se présentent comme suit :

	2018	2017
Disponibilité hydroélectrique (%) ¹	78,4	74,6
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales (%) ²	2,5	2,4

¹ La disponibilité hydroélectrique reflète les centrales hydroélectriques en Ontario. Les centrales exploitées par Eagle Creek, acquises le 27 novembre 2018, ne sont pas représentées dans ces résultats. La disponibilité hydroélectrique est définie à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR*.

² Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales en 2018 comprend des jours d'interruption non planifiée à la centrale Thunder Bay avant la cessation des activités en juillet 2018. Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales est défini à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR*.

La disponibilité hydroélectrique a augmenté en 2018, par rapport à 2017, en raison principalement du nombre moins élevé de jours d'interruption planifiée, en partie contrebalancé par le nombre plus élevé de jours d'interruption non planifiée dans les centrales hydroélectriques liées par contrat de la région du nord-est de l'Ontario.

Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales a légèrement augmenté en 2018, par rapport à 2017, du fait principalement du nombre plus élevé de jours d'interruption non planifiée à la centrale Thunder Bay avant la cessation des activités en juillet 2018. La hausse a été contrebalancée en grande partie par le nombre moins élevé de jours d'interruption planifiée aux centrales Lennox et Atikokan.

Fair Hydro Trust

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	1	1
Revenus tirés de Fair Hydro Trust	(28)	(1)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	27	-

Le secteur Fair Hydro Trust a été constitué en décembre 2017. En décembre 2017, la Fiducie a fait l'acquisition d'une participation d'investissement auprès de la SIERE d'un montant d'environ 1 179 millions de dollars. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, la Fiducie a fait l'acquisition d'une participation d'investissement auprès de la SIERE d'un montant de 609 millions de dollars. Les participations d'investissement acquises ont été classées à titre de créances de financement au bilan consolidé d'OPG. Afin de financer ces acquisitions, la Fiducie contracte des dettes de premier rang sur les marchés financiers et des dettes subordonnées auprès d'OPG. Les revenus tirés du secteur Fair Hydro Trust reflètent la consolidation des résultats financiers de la Fiducie par la Société et sont composés principalement des intérêts créditeurs contrebalancés en partie par les frais d'intérêts engagés par OPG afin de financer les prêts subordonnés consentis à la Fiducie. La hausse des revenus du secteur découlait principalement des intérêts créditeurs nets pour l'exercice au complet de Fair Hydro Trust en 2018.

En septembre 2018, la Province a annoncé son intention de proposer des modifications à la *Loi pour des frais d'électricité équitables* visant à annuler la composante refinancement de l'ajustement global du plan pour des frais d'électricité équitables. La Province a également annoncé que l'ensemble des titres d'emprunt émis par Fair Hydro Trust, y compris la dette subordonnée émise en faveur d'OPG, demeureront en cours. La Province a fait part de son intention de financer les obligations en cours de la Fiducie à la date à laquelle la garantie limitée est appelée. La garantie limitée a été fournie par la Province à des créanciers désignés de la Fiducie et serait activée si certains événements survenaient, notamment des modifications apportées à la *Loi pour des frais d'électricité équitables* qui auraient une incidence défavorable sur la capacité de la Fiducie de respecter ses obligations de paiement. Aucune autre acquisition de participation d'investissement et émission de dette ne sont prévues par Fair Hydro Trust.

OPG continuera de surveiller l'évolution de la *Loi pour des frais d'électricité équitables* et des règlements connexes.

Se reporter à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement* sous *Activités de financement*, pour plus de précisions sur les arrangements de financement de la Fiducie.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Les principales sources de liquidités et de capital d'OPG sont les flux de trésorerie provenant de l'exploitation, le financement bancaire et les facilités de crédit fournis par la SFIEO, les titres d'emprunt à long terme, y compris les titres émis dans le cadre d'appels publics à l'épargne et les billets à payer à la SFIEO, le financement de projets par voie de placements privés et l'émission de titres de capitaux propres. Ces sources sont utilisées à de nombreuses fins, notamment l'investissement dans les centrales et les technologies; la réalisation de projets importants et l'acquisition d'entreprises; l'acquittement des obligations de financement à long terme comme les cotisations à la caisse de retraite et aux Fonds distincts nucléaires; les versements au titre des régimes d'avantages complémentaires de retraite; le financement de dépenses relatives aux passifs nucléaires non admissibles à un remboursement à même les Fonds distincts nucléaires; le service et le remboursement de la dette à long terme; et l'obtention de fonds de roulement général.

Les variations de la trésorerie et des équivalents de trésorerie pour 2018 et 2017 ont été comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions au début de la période	234	186
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 687	944
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(2 504)	(2 478)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	895	1 582
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à restrictions	1	-
Augmentation nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restrictions	79	48
Trésorerie et équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions à la fin de la période	313	234

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, augmenter la capacité de production des centrales existantes, et investir dans le développement de nouvelles centrales, dans les technologies émergentes et d'autres possibilités de croissance pour l'entreprise.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement en 2018 ont été supérieurs de 26 millions de dollars par rapport à ceux de 2017. L'augmentation des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement s'explique principalement par l'acquisition d'Eagle Creek en 2018 et les produits tirés de la vente des locaux du siège social d'OPG et du parc de stationnement adjacent en 2017. L'augmentation des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement a été partiellement contrebalancée par l'augmentation des acquisitions par la Fiducie de participations d'investissement auprès de la SIERE en 2017 et des produits tirés de la vente du site de l'ancienne centrale Lakeview en 2018.

Activités de financement

Au 31 décembre 2018, la dette à long terme, compte tenu de la dette de premier rang de Fair Hydro Trust, s'établissait à 7 612 millions de dollars, y compris un montant de 368 millions de dollars arrivant à échéance dans moins d'un an. Le solde de la dette à long terme comprenait 1 400 millions de dollars en vertu de la facilité de crédit aux fins générales du siège social de 2 350 millions de dollars d'OPG conclue avec la SFIEO, arrivée à échéance le 31 décembre 2018. OPG travaille actuellement avec la SFIEO pour établir une nouvelle facilité de crédit aux fins générales du siège social. La dette de premier rang à long terme de Fair Hydro Trust s'établissait à 900 millions de dollars au 31 décembre 2018. La dette à court terme au 31 décembre 2018 s'établissait à 322 millions de dollars, compte tenu du montant de 12 millions de dollars de la facilité renouvelable adossée à des actifs de Fair Hydro Trust.

SFIEO, titres émis dans le cadre d'appels publics à l'épargne et financement de projets

Au premier trimestre de 2018, OPG a émis des billets de premier rang à la SFIEO totalisant 600 millions de dollars et venant à échéance en 2048. Le taux d'intérêt de ces billets se situait entre 3,87 % et 4,00 %. Au cours de 2018, 395 millions de dollars de la dette à long terme due à la SFIEO ont été remboursés.

Au deuxième trimestre de 2018, OPG a émis des billets de premier rang totalisant 450 millions de dollars dans le cadre de son programme de billets à moyen terme, à titre d'émission d'obligations vertes, venant à échéance en 2048. Ces billets portent intérêt au taux de 3,84 %. En janvier 2019, OPG a émis des billets de premier rang totalisant 500 millions de dollars dans le cadre de son programme de billets à moyen terme, à titre d'émission d'obligations vertes, venant à échéance en 2049. Ces billets portent intérêt au taux de 4,25 %. Les deux émissions ont été réalisées en vertu du cadre de référence pour les obligations vertes d'OPG aux fins du financement de placements admissibles.

À l'acquisition d'Eagle Creek en novembre 2018, la Société a repris des dettes à long terme de 323 millions de dollars comprenant des billets garantis dont les dates d'échéance sont échelonnées de 2025 à 2030. Ces billets portent intérêt à des taux variant entre 3,98 % et 4,81 %.

Dette à court terme

OPG peut emprunter aux termes d'une facilité de crédit bancaire confirmée renouvelable de 1 milliard de dollars, divisée en deux tranches pluriannuelles de 500 millions de dollars. Au deuxième trimestre de 2018, OPG a renouvelé les deux tranches et en a reporté l'échéance de mai 2022 à mai 2023. Au 31 décembre 2018, il n'y avait aucun emprunt en cours aux termes de la facilité de crédit bancaire.

L'encours de la dette à court terme au 31 décembre 2018 comprenait l'encours du papier commercial de 170 millions de dollars d'OPG.

Au 31 décembre 2018, Lower Mattagami Energy Limited Partnership (LME) pouvait emprunter aux termes d'une facilité de crédit bancaire de 400 millions de dollars pour soutenir les obligations de capitalisation du projet Lower Mattagami River, y compris le programme de papier commercial de LME. La facilité consiste en une tranche de 300 millions de dollars venant à échéance en août 2023 et en une tranche de 100 millions de dollars venant à échéance en août 2019. Au 31 décembre 2018, l'encours de la dette à court terme comprenait l'encours du papier commercial de 140 millions de dollars d'OPG dans le cadre du programme de papier commercial de LME.

Au 31 décembre 2018, OPG pouvait emprunter aux termes de facilités de découvert non confirmées à court terme de 25 millions de dollars et aux termes de facilités de crédit non confirmées à court terme de 476 millions de dollars, lesquelles soutiennent l'émission de lettres de crédit. OPG utilise des lettres de crédit aux fins du soutien des régimes de retraite complémentaires et à d'autres fins générales du siège social. Au 31 décembre 2018, des lettres de crédit d'un total de 404 millions de dollars avaient été émises aux termes de ces facilités, dont 364 millions de dollars soutenant les régimes de retraite complémentaires, 39 millions de dollars servant aux fins générales du siège social et 1 million de dollars se rapportant à l'exploitation de la centrale PEC.

Les facilités de crédit non confirmées à court terme de la Société comprennent une convention de cession à une fiducie indépendante d'un droit de copropriété indivis dans ses créances actuelles et futures, qui vient à échéance le 30 novembre 2020. Le montant maximal des droits de copropriété pouvant être cédés aux termes de cette convention est de 150 millions de dollars. Au 31 décembre 2018, aux termes de cette convention, des lettres de crédit de 150 millions de dollars étaient en cours pour soutenir les régimes de retraite complémentaires d'OPG.

En décembre 2018, OPG a remboursé des emprunts non garantis de 79 millions de dollars d'Eagle Creek devenus exigibles après la clôture de l'acquisition en novembre 2018.

Fair Hydro Trust

En décembre 2017, la Fiducie a conclu une entente visant une facilité renouvelable adossée à des actifs de 800 millions de dollars de deux ans venant à échéance en décembre 2019. En octobre 2018, le plafond de la facilité a été réduit à 12 millions de dollars par suite de l'annonce faite par la Province en septembre 2018 de son intention d'apporter les modifications législatives proposées dans le but d'annuler la composante refinancement du rajustement global du plan ontarien pour des frais d'électricité équitables. Au cours de 2018, un montant de 900 millions de dollars aux termes de la facilité renouvelable adossée à des actifs de Fair Hydro Trust a été remboursé. Au 31 décembre 2018, des billets de premier rang totalisant 12 millions de dollars étaient en circulation en vertu de cette facilité.

En février 2018, la Fiducie a émis des billets de premier rang totalisant 500 millions de dollars à un taux d'intérêt de 3,36 % à payer semestriellement jusqu'à l'échéance, en mai 2033. Le produit a été utilisé pour rembourser la majorité du solde des billets émis aux termes de la facilité renouvelable adossée à des actifs émise par la Fiducie en décembre 2017.

En avril 2018, la Fiducie a émis des billets de premier rang totalisant 400 millions de dollars à un taux d'intérêt de 3,52 % à payer semestriellement jusqu'à l'échéance, en mai 2038. Le produit a été utilisé pour rembourser la majorité du solde des billets émis aux termes de la facilité renouvelable adossée à des actifs par suite de l'acquisition par la Fiducie de la participation d'investissement auprès de la SIERE en mars et en avril 2018.

La Province a annoncé en septembre 2018 que l'ensemble des titres d'emprunt émis par la Fiducie, y compris la dette subordonnée émise en faveur d'OPG, demeureront en cours et qu'elle sera responsable du paiement futur des intérêts et du capital de ces obligations. La Province a également annoncé son intention de financer toutes les obligations émises et en cours de la Fiducie à la date à laquelle la garantie limitée serait appelée. Aucune autre acquisition de participation d'investissement et émission de dette ne sont prévues par Fair Hydro Trust.

Financement par capitaux propres

En mars et en avril 2018, OPG a émis 4 627 343 et 1 498 856 actions de catégorie A sans droit de vote au prix de 43,74 \$ l'action à la Province en échange d'injections de capitaux propres dans OPG, pour un produit respectivement de 202 millions de dollars et 66 millions de dollars. Pour en savoir plus, voir la note 16 des états financiers consolidés audités de 2018 d'OPG.

Obligations contractuelles

Les obligations contractuelles d'OPG au 31 décembre 2018 se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	2019	2020	2021	2022	2023	Par la suite	Total
Ententes d'achat de combustible	131	114	96	72	76	10	499
Cotisations au régime de retraite agréé d'OPG ¹	199	203	-	-	-	-	402
Remboursement sur la dette à long terme	368	663	416	177	46	5 042	6 712
Intérêt sur la dette à long terme	281	259	230	215	210	3 912	5 107
Remboursement de la dette de premier rang de la Fiducie	12	-	-	-	-	900	912
Intérêt sur la dette de premier rang de la Fiducie	31	31	31	31	31	379	534
Remboursement sur la dette à court terme	310	-	-	-	-	-	310
Engagements liés à la réfection de la centrale Darlington ²	378	-	-	-	-	-	378
Permis d'exploitation	43	41	42	43	44	91	304
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	16	12	11	10	7	30	86
Obligations d'achat non conditionnelles	54	52	4	4	-	-	114
Créditeurs et charges à payer	892	18	-	-	-	16	926
Autres	120	14	10	10	8	74	236
Total	2 835	1 407	840	562	422	10 454	16 520

¹ Les cotisations aux régimes de retraite comprennent les obligations de capitalisation continues et les obligations de capitalisation additionnelles requises pour combler le déficit conformément à l'évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG en date du 1^{er} janvier 2018. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être réalisée d'ici le 1^{er} janvier 2021. 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 2020 sont exclues en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires pour calculer les prévisions d'entrée des flux de trésorerie futurs. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu de temps à autre.

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

Conventions collectives

Au 31 décembre 2018, OPG comptait environ 9 000 employés à temps plein, la plupart en Ontario. La plupart des employés à temps plein d'OPG sont représentés par deux syndicats :

- PWU – Ce syndicat représentait quelque 4 600 employés à temps plein d'OPG en Ontario au 31 décembre 2018. Sont membres de ce syndicat les opérateurs, les techniciens, les ouvriers qualifiés, les employés de bureau et le personnel de sécurité. La convention collective entre OPG et le PWU est arrivée à échéance en mars 2018. Les parties ont conclu une entente de principe en regard du renouvellement de la convention collective en juin 2018, qui a été initialement rejetée par les membres de la PWU. L'entente de principe a de nouveau été rejetée à la suite d'un processus de ratification ultérieur auquel ont participé les membres de la PWU. Le 20 décembre 2018, le gouvernement de l'Ontario a adopté une loi visant à interdire les grèves et les lock-out entre OPG et la PWU et à mettre fin à toute grève ou à tout lock-out en cours dans le cadre du volet actuel des négociations de renouvellement de la convention collective. Les modifications proposées prévoient que les différends seront réglés au moyen d'un processus de médiation-arbitrage qui est déjà en cours. Il est prévu que la convention collective sera renouvelée au cours du premier trimestre de 2019.
- Society – Ce syndicat représentait quelque 3 200 employés à temps plein d'OPG en Ontario au 31 décembre 2018. Sont membres de ce syndicat les superviseurs, les ingénieurs, les scientifiques et autres professionnels. À la suite de l'échec des parties à négocier le renouvellement de la convention

collective, elles sont allées en arbitrage en octobre 2018. Le 30 décembre 2018, l'arbitre nommé a rendu une sentence arbitrale d'une durée d'un an entre les parties, couvrant la période du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019.

En plus d'avoir une main-d'œuvre permanente, OPG confie des travaux de construction en Ontario à des membres de 19 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'Electrical Power Systems Construction Association (EPSCA), soit directement auprès d'OPG. Les conventions collectives conclues entre la Société et ses syndicats de la construction sont négociées directement ou par l'entremise de l'EPSCA. Toutes ces conventions collectives sont actuellement conclues pour plusieurs années et arrivent à échéance le 30 avril 2020, excepté pour une convention collective arrivant à échéance le 30 avril 2025.

FAITS SAILLANTS DU BILAN

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
Immobilisations corporelles – montant net L'augmentation est attribuable principalement aux dépenses en immobilisations liées au projet de réfection de Darlington ainsi qu'à l'acquisition d'Eagle Creek. L'augmentation est contrebalancée en partie par la dotation aux amortissements.	22 987	21 322
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires <i>(tranche échéant à moins d'un an 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.	17 483	16 724
Dette à long terme <i>(tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)</i> L'augmentation découle principalement de l'émission de billets de premier rang par la Fiducie, de billets de premier rang à la SFIEO et de billets de premier rang dans le cadre du programme de billets à moyen terme de la Société ainsi que de l'acquisition d'Eagle Creek. L'augmentation a été contrebalancée en partie par les remboursements de la dette.	7 556	6 319
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires 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.	21 225	20 421

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 2018 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 2018 d'OPG. Certaines de ces méthodes sont qualifiées de critiques du fait des jugements et des estimations subjectifs et complexes qui sont requis pour certains éléments comportant de l'incertitude qui, selon les circonstances et les hypothèses retenues, peuvent être comptabilisés à des montants pouvant être considérablement différents. Les méthodes et les estimations comptables critiques qui ont une incidence sur les états financiers consolidés d'OPG dressés selon les PCGR des États-Unis sont décrites ci-après.

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

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

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

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

OPG continue de surveiller le projet en cours de l'IASB pour l'établissement d'une norme propre aux entités dont les activités sont assujetties à une réglementation des tarifs.

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 54 centrales hydroélectriques et les centrales nucléaires Pickering et Darlington. Les tarifs réglementés d'OPG pour ces installations sont établis par la CEO.

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

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

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

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

Depuis le 1^{er} novembre 2014, la CEO limite les montants relatifs aux coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite compris dans le calcul des besoins en revenus approuvés et des tarifs réglementés aux dépenses au comptant de la Société pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite se rapportant aux activités à tarifs réglementés. L'écart entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établis selon la comptabilité d'engagement appliquée dans les états financiers consolidés audités et les dépenses au comptant réelles d'OPG pour ces régimes est saisi dans le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement pour examen futur par la CEO.

En 2017, la CEO a publié un rapport décrivant les principes directeurs et la politique sur les mécanismes de recouvrement des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite des services publics à tarifs réglementés des secteurs de l'électricité et du gaz naturel de l'Ontario. Selon le rapport, la méthode de la comptabilité d'engagement est celle qui doit être utilisée pour déterminer les montants des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite aux fins de l'établissement des tarifs, sauf si la CEO détermine que les tarifs établis selon cette méthode ne sont pas justes et raisonnables compte tenu de la situation d'un service public en particulier. Le rapport de la CEO, ainsi que la décision de la CEO de décembre 2017 et l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 relativement aux nouveaux tarifs réglementés d'OPG en vigueur le 1^{er} juin 2017 exigent qu'OPG continue de comptabiliser les écarts entre les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite à payer et les paiements au comptant dans le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement.

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 de 614 millions de dollars comptabilisé dans le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement 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 du compte de report de l'écart au 31 décembre 2017 entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement.

De l'avis de la Société, les décisions de la CEO de novembre 2014 et de décembre 2017 concernant les demandes de tarifs réglementés d'OPG ne constituent pas une modification de la méthode de recouvrement au moyen des tarifs des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG. Compte tenu du fondement de ces décisions, du rapport ultérieur de la CEO qui a établi que la méthode de la comptabilité d'engagement était la méthode de calcul par défaut des montants des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite aux fins de l'établissement des tarifs et de l'approbation de la décision et de l'ordonnance de février 2019 de la CEO, la Société continue de penser qu'il y a une probabilité suffisante que les montants non amortis relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite qui n'ont pas encore été reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu seront inclus dans les tarifs réglementés futurs ou dans un compte réglementaire pour recouvrement futur autorisé par la CEO étant donné qu'ils sont comptabilisés dans les coûts des prestations. De même, la Société continue de penser qu'il y a une probabilité suffisante que seront recouverts, après le 31 décembre 2017, les montants comptabilisés dans le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement, sous réserve de l'approbation future de la CEO. Par conséquent, la Société continue de comptabiliser un actif réglementaire pour ces soldes.

Durée de vie utile des actifs à long terme

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

Dans le cas des centrales nucléaires exploitées par OPG, l'établissement des hypothèses de fin de vie de la centrale comprend principalement une évaluation de la durée de vie utile des principales composantes limitant la durée de vie, comme les canaux de combustible, en tenant compte des attentes quant à la capacité future d'exploitation

économique et, le cas échéant, la réfection de la centrale en vue d'une utilisation continue. La durée de vie utile prévue des principaux éléments limitant la durée de vie est établie au moyen d'évaluations techniques de leur adaptation à l'usage. Les attentes quant à la capacité future d'exploiter la centrale peuvent être influencées par les exigences du permis d'exploitation, la capacité de recouvrer les capitaux, les coûts d'exploitation et de déclassement et la politique gouvernementale, entre autres facteurs.

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 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.

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, qui seront investis spécifiquement pour s'acquitter de ses obligations liées au déclassement des centrales nucléaires et à 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 irradié engagés après la fermeture des centrales nucléaires. Le Fonds distinct pour combustible irradié a été établi pour financer les coûts futurs de la gestion à long terme du combustible irradié et certains frais de stockage du combustible 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 irradié engagés pendant l'exploitation des centrales ne sont pas financés par les Fonds distincts nucléaires. Ils sont financés par les flux de trésorerie provenant de l'exploitation ou d'autres sources de liquidités de la Société.

Selon l'actuel plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, OPG n'est pas tenue à l'heure actuelle de verser des cotisations globales dans le Fonds distinct pour combustible irradié ou le Fonds distinct de déclassement. Avant 2017, OPG versait des cotisations trimestrielles dans le Fonds distinct pour combustible irradié et a versé une cotisation spéciale ponctuelle au cours des premières années, selon les exigences de l'ONFA. Ces cotisations tenaient compte des exigences de capitalisation de la majorité des obligations sous-jacentes au titre du combustible irradié de l'ONFA d'ici la fin de la vie utile estimée initialement pour les centrales nucléaires et présumée dans l'ONFA, de sorte que les cotisations dans le Fonds distinct pour combustible irradié ont été considérablement plus élevées au cours des premières années d'existence d'OPG. OPG n'a pas été tenue de verser des cotisations dans le Fonds distinct de déclassement, qui a été pleinement capitalisé à sa création au moyen des cotisations initiales versées par la SFIEO, un organisme de la Province, et, compte tenu du rendement des actifs et des modifications apportées aux obligations de capitalisation sous-jacentes au fil du temps, à la date de chaque plan de référence subséquent approuvé en vertu de l'ONFA. Des cotisations à l'un des deux fonds, ou les deux, pourraient être requises éventuellement si les fonds sont sous-capitalisés au moment de la préparation d'un nouveau plan de référence. Cela pourrait se produire en cas de fluctuation du rendement des actifs en raison de la volatilité inhérente aux marchés des capitaux, y compris en cas de variation de l'IPC de l'Ontario ayant une incidence sur le rendement de la partie du Fonds distinct pour combustible irradié garantie par la Province. Le niveau des cotisations futures dépend également des modifications apportées aux estimations des coûts de base et aux hypothèses sous-jacentes utilisées pour établir les obligations de capitalisation dans les plans de référence subséquents en vertu de l'ONFA.

Fonds distinct de déclassement

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

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

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

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 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 2,23 premiers 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 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 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 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 des grappes de combustible nucléaire pour le cycle de vie, fondé sur la durée de vie utile estimative initiale des centrales nucléaires présumée dans l'ONFA.

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

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

La dernière mise à jour d'une durée de cinq ans de la garantie financière exigée par la CCSN vise la période de 2018 à 2022 et a été acceptée par la CCSN en novembre 2017. Selon le dernier rapport annuel, la garantie financière exigée par la CCSN jusqu'à la fin de 2022 continue d'être satisfaite selon la juste valeur de marché prévue des Fonds distincts nucléaires, sans exigence de garantie provinciale. Comme le prévoient les modalités de l'ONFA, la Province s'est engagée à fournir une garantie provinciale à la CCSN, au besoin, pour le compte d'OPG, en cas de manque à gagner entre la garantie financière exigée par la CCSN et la juste valeur de marché des Fonds distincts nucléaires pour la période de 2019 à 2022, comme cela a déjà été fait par le passé. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % du montant de la garantie provinciale, le cas échéant.

Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

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

Méthode comptable

Les programmes d'avantages postérieurs à l'emploi offerts par OPG aux employés admissibles 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. Eagle Creek offre un régime d'épargne à cotisations déterminées aux employés admissibles, selon une formule de cotisations jumelées. Des avantages postérieurs à l'emploi sont aussi offerts par la Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN), qui est consolidée dans les résultats financiers d'OPG. 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.

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 de titres de capitaux propres, de titres d'emprunt 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. Les actifs de la caisse de retraite 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. Une valeur liée au marché 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 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 prestations 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 2018, la perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis pour les régimes de retraite à prestations déterminées et les avantages complémentaires de retraite totalisaient 3 791 millions de dollars (4 148 millions de dollars en 2017). La perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis aux 31 décembre 2018 et 2017 s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	180	(418)	-	-	-	-
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) non amortissable en raison de l'utilisation du corridor	1 707	1 735	35	36	(104)	299
Perte actuarielle nette amortissable	1 908	2 333	67	80	-	79
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) non amorti(e)	3 795	3 650	102	116	(104)	378
Coûts (crédits) des services passés non amortis	-	-	-	-	(2)	4

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

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

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 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. 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 2018 était d'environ 3,8 %. Il s'agit d'une hausse par rapport au taux d'actualisation d'environ 3,6 % utilisé pour calculer les obligations au 31 décembre 2017.

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 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, prenant effet le 1^{er} janvier 2018, a été déposée auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario en septembre 2018. Les obligations de capitalisation annuelle selon la nouvelle évaluation actuarielle sont analysées à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement* sous *Obligations contractuelles*. Dans le cadre de l'évaluation, les hypothèses démographiques et les autres hypothèses des régimes ont été examinées, et révisées au besoin, par des actuaires indépendants. À partir des hypothèses et données démographiques mises à jour au 1^{er} janvier 2018, conformément à la nouvelle évaluation actuarielle du régime de retraite agréé, OPG a également procédé, en 2018, à une évaluation actuarielle exhaustive de ses régimes de retraite à prestations déterminées et d'avantages complémentaires de retraite à des fins comptables. Les résultats de cette évaluation ont été pris en compte dans les obligations de fin d'exercice de 2018, reflétant les hypothèses appropriées aux fins comptables au 31 décembre 2018.

Le déficit du régime de retraite agréé, aux fins comptables, a augmenté, passant de 3 081 millions de dollars au 31 décembre 2017 à 3 303 millions de dollars au 31 décembre 2018. Cette augmentation est en grande partie attribuable à l'excédent des frais d'intérêts liés aux obligations sur le rendement réel des actifs des régimes de retraite au cours de l'exercice, partiellement compensé par la réévaluation des obligations au titre des prestations à la fin de 2018 découlant de la hausse des taux d'actualisation.

Les obligations projetées au titre des régimes d'avantages complémentaires de retraite ont diminué, passant de 3 190 millions de dollars au 31 décembre 2017 à 2 799 millions de dollars au 31 décembre 2018. Cette diminution s'explique principalement par la réévaluation des obligations à la fin de 2018 pour tenir compte de la hausse des taux d'actualisation et de la révision à la baisse des hypothèses des coûts des indemnités de soins de santé par participant et de la révision des hypothèses du taux tendanciel des coûts des soins de santé dans le cadre de l'évaluation actuarielle de 2018.

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 2018, comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés¹	Régimes de retraite complémentaires¹	Avantages complémentaires de retraite¹
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(34)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	34	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(58)	(1)	(9)
Diminution de 0,25 %	62	1	14
Inflation ²			
Augmentation de 0,25 %	110	1	-
Diminution de 0,25 %	(103)	(1)	-
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	26	3	-
Diminution de 0,25 %	(25)	(3)	-
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	85
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(38)

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

¹ Sauf l'incidence des comptes réglementaires.

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

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

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

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

Les coûts de la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité sur leur cycle de vie comprennent les coûts du traitement et du stockage de ces déchets radioactifs pendant et après l'exploitation des centrales nucléaires ainsi que les coûts de leur évacuation définitive à long terme. Les hypothèses actuelles utilisées pour établir l'obligation à l'égard de ces coûts comprennent une installation destinée à un dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité qui sera construite et exploitée par OPG, comme mentionné à la rubrique *Activités de base, stratégie et perspectives* sous *Excellence des projets*. Pour estimer le passif au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié, OPG a adopté une approche conforme à la méthode de gestion adaptative progressive approuvée par le gouvernement du Canada. La SGDN est responsable de la conception et de la mise en œuvre du programme canadien de gestion à long terme du combustible nucléaire irradié.

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

- La valeur actualisée des coûts de déclassement des installations nucléaires et thermiques et d'autres installations après la fin de leur durée de vie utile
- La valeur actualisée de la partie coût fixe des programmes de gestion des déchets nucléaires requis, d'après le volume total des déchets attendus sur la durée de vie estimative des centrales
- La valeur actualisée de la partie coût variable des programmes de gestion des déchets nucléaires, compte tenu des volumes de déchets générés à ce jour

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 sur le calendrier des programmes, notamment la construction hypothétique d'installations d'évacuation des déchets, les dates de fin de vie des centrales, les méthodes d'évacuation des déchets, les indicateurs financiers, la stratégie de déclassement ou les technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer. Compte tenu de la longue durée de ces programmes et de l'évolution de la technologie utilisée dans la gestion des déchets nucléaires, il existe beaucoup d'incertitude quant à la mesure des coûts de ces programmes, qui peuvent augmenter ou diminuer 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 actualisée 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 actualisée d'une diminution nette des flux de trésorerie futurs non actualisés établie à partir d'un taux d'actualisation moyen pondéré reflété dans le passif existant. La variation correspondante des coûts de mise hors service d'immobilisations est capitalisée dans la valeur comptable des immobilisations nucléaires en service.

Aux fins du calcul des passifs nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2018, il a été établi, selon les hypothèses comptables actuelles sur les fins de vie, que le déclassement des centrales nucléaires devrait avoir lieu au cours des 80 prochaines années environ.

Au 31 décembre 2018, les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actualisée s'établissaient à 20 922 millions de dollars (20 077 millions de dollars

en 2017). Au 31 décembre 2018, les flux de trésorerie non actualisés à l'égard des dépenses devant être engagées par OPG au titre des passifs nucléaires en dollars de 2018 se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	2019	2020	2021	2022	2023	Par la suite	Total
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires ¹	335	332	319	613	793	40 965	43 357

¹ La majeure partie des dépenses devraient être remboursées par les Fonds distincts nucléaires établis par l'ONFA. Les cotisations exigées en vertu de l'ONFA, le cas échéant, ne figurent pas dans ces flux de trésorerie non actualisés. La comptabilisation des Fonds distincts nucléaires est présentée sous *Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires*.

Le passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires s'élevait à 303 millions de dollars au 31 décembre 2018 (344 millions de dollars en 2017). Ce passif représente principalement la valeur actualisée des coûts estimatifs de déclasserement des centrales thermiques d'OPG au terme de leur durée de vie utile. Pour les anciennes centrales Nanticoke et Lambton, le passif reflète les coûts estimatifs de réalisation des actuels plans de déclasserement.

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 une période de 15 ans environ. Le montant des flux de trésorerie estimatifs futurs non actualisés associés aux passifs liés à l'enlèvement d'actifs thermiques est d'environ 360 millions de dollars.

OPG n'a aucune obligation légale à l'égard du déclasserement 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 déclasserement 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. Les placements dans des fonds groupés sont évalués selon la valeur des parts établie par les administrateurs des fonds groupés. 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 stratégiques. La gestion des risques a pour but d'identifier, 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 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 pour la Société. Le cadre de GRE d'OPG est conçu pour cerner et évaluer les risques en tenant compte de leurs éventuelles répercussions sur les objectifs stratégiques et les objectifs des plans d'affaires de la Société. La Société a adopté des politiques, procédures et 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 stratégiques d'OPG sont décrits brièvement ci-dessous. La direction est d'avis que ces risques pourraient avoir des répercussions importantes sur les affaires, les revenus, le bénéfice net, 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 ou la situation financière futurs de la Société.

Risques pouvant compromettre l'excellence opérationnelle

OPG est exposée à une production variable de ses centrales existantes, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur son rendement financier. Les risques opérationnels inhérents à une centrale dépendent généralement de l'âge de la centrale, de la performance humaine, des exigences réglementaires et de la technologie employée.

Condition des actifs et variabilité de la production

L'incertitude associée à la production d'électricité par les centrales d'OPG découle principalement de l'état des composantes et des systèmes des centrales, qui subissent les effets du vieillissement, ainsi que de la façon d'exploiter ces unités. Pour répondre aux besoins du réseau d'électricité de façon sécuritaire, la capacité nominale d'une unité peut être réduite, ce qui donne lieu à une baisse de la production. Les principales conséquences possibles de ces risques comprennent une augmentation des exigences en matière de sécurité, une production et des revenus inférieurs aux prévisions, et une hausse des coûts d'exploitation ou des coûts en capital supérieure aux prévisions. Afin d'atténuer ce risque, OPG continue :

- d'apporter des améliorations au programme de gestion des actifs;
- de surveiller la performance et de mettre en œuvre des programmes d'inspection et de maintenance;
- de recenser les travaux qui seront nécessaires au maintien et, le cas échéant, à la mise à niveau de l'équipement des centrales;
- d'entreprendre les projets nécessaires pour mener ses activités de façon fiable et selon les paramètres de conception et d'exploitation.

Prolongement des activités commerciales de la centrale Pickering jusqu'en 2024

L'incapacité de prolonger les activités de Pickering jusqu'en 2024 comme prévu pourrait entraîner la diminution des revenus de production et des flux de trésorerie futurs d'OPG et devancer la fermeture et les frais de déclassement de la centrale. Serait aussi devancée une importante réduction des effectifs d'OPG.

Les facteurs de risque en ce qui a trait au prolongement de l'exploitation comprennent la découverte de situations imprévues, des pannes d'équipement, l'état de certaines composantes critiques de la centrale qui arrivent en fin de vie et le besoin d'apporter des modifications importantes à la centrale. Pour atténuer ces risques, OPG a adopté les mesures recommandées à l'issue des évaluations techniques réalisées dans le cadre du programme de travaux réalisés pendant l'interruption. OPG a intégré 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.

Chaîne d'approvisionnement

La capacité d'OPG de mener ses activités de manière efficace dépend en partie de son accès en temps opportun à des fournisseurs d'équipement, de matériel et de services. La perte de fournisseurs clés d'équipement, de matériel et de services, particulièrement pour le secteur de la production nucléaire, et l'exposition des principaux fournisseurs au risque de réputation et au risque financier, pourraient avoir une incidence sur les activités d'OPG et sur la réalisation d'importants programmes d'investissement. OPG atténue ces risques dans la mesure du possible par la négociation de contrats et de modalités, par une surveillance et une diversification de ses fournisseurs, et par des plans de continuité des activités.

Cybersécurité

Les activités d'OPG dépendent notamment d'une exploitation et d'une gestion efficaces, sécuritaires, attentives et résistantes des technologies de l'information et des systèmes d'exploitation complexes de la Société pour minimiser les cyberrisques. Les incidents liés à la cybersécurité pourraient nuire à la réputation d'OPG, à sa production d'électricité, et à la sécurité du public et de ses employés.

Les incidents liés à la cybersécurité sont en hausse depuis plusieurs années partout dans le monde, et cette tendance devrait s'accroître à mesure qu'augmentera la dépendance aux technologies à l'échelle mondiale. OPG a des stratégies en place pour se préparer et répondre aux incidents liés à la cybersécurité, et pour reprendre ses activités après de tels incidents. 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 de l'environnement cybernétique.

Dans l'environnement actuel, des campagnes complexes de menace d'États-nations ciblent les utilisateurs et les systèmes d'entreprises du monde entier. Ces campagnes sont motivées par plusieurs objectifs, que ce soit le cybercrime en quête de profit, la subversion politique, la surveillance ou l'espionnage. Derrière ces campagnes se cachent des éléments rebelles qui profitent du développement technique et des tactiques pour contourner les défenses modernes. OPG répond aux cyberincidents en temps opportun en s'assurant que leur incidence sur les activités de la Société est faible ou nulle. OPG procède également à des évaluations périodiques de son profil de cyberrisque et de l'efficacité des contrôles. De plus, OPG a contracté une assurance contre les cyberrisques en vigueur le 1^{er} janvier 2019 afin d'atténuer les incidences financières potentielles des cyberrisques.

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 dans Eagle Creek aux États-Unis doivent être conformes aux exigences de cybersécurité applicables telles que définies par la FERC. En outre, les actifs électroniques liés aux activités nucléaires d'OPG sont assujettis aux modalités du régime de permis de la CCSN et aux 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 en matière 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 sont supervisés par la direction et le conseil d'administration. Les programmes de cybersécurité en place 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, de réaction et de reprise des activités en vue d'atténuer les vulnérabilités connues ou potentielles;
- l'adoption de pratiques de pointe du secteur pour réduire les cyberrisques que peuvent comporter les 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 l'effectif au moyen de formations obligatoires annuelles.

Ressources humaines

La formation de nouveaux leaders et le recrutement et le maintien de personnel dans les postes essentiels sont des facteurs déterminants du succès d'OPG. OPG continue d'être exposée au risque associé à la présence et à la disponibilité de ressources compétentes et expérimentées dans des secteurs spécifiques, y compris pour les postes de leadership et de gestion de projets. Afin d'atténuer ce risque, OPG maintient l'importance des programmes de planification de la relève, de développement du leadership et de gestion du savoir afin d'améliorer les compétences de sa main-d'œuvre. OPG prévoit subvenir à ses besoins en matière de ressources humaines en perfectionnant ses employés actuels et en embauchant du personnel dans des secteurs précis, tout en continuant à tirer parti de l'attrition par un réaménagement du travail et une simplification des processus, le cas échéant.

Le 13 août 2018, le gouvernement de l'Ontario a adopté le *Règlement 406/18 : Cadre de rémunération* en vertu de la *Loi de 2014 sur la rémunération des cadres du secteur parapublic*. Ce règlement remplace le *Cadre de rémunération des cadres* adopté en 2016, impose un gel sur le salaire de base des cadres désignés, qui couvre les employés de l'échelon vice-président ou supérieur, et restreint les paiements à risque aux enveloppes déboursées à risque pour l'exercice précédent. Le gouvernement de l'Ontario examine présentement les programmes de rémunération des cadres du secteur parapublic et, d'ici à ce que l'examen soit complété, une incertitude demeure à l'égard des paramètres de rémunération des cadres applicables dans l'avenir. L'examen devrait être achevé à la mi-2019.

Relations de travail

Au 31 décembre 2018, environ 88 % de la main-d'œuvre permanente d'OPG en Ontario était représentée par un syndicat. Le renouvellement de la convention collective avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique devrait être conclu au cours du premier trimestre de 2019 au moyen d'un processus de médiation-arbitrage. Le processus de renouvellement de la convention collective avec Society devrait débuter au cours de 2019. Il existe un risque que le renouvellement des conventions collectives comprenne des modalités qui auront une incidence défavorable sur les coûts et la capacité d'OPG à exercer ses activités de manière efficace.

Aux termes des conventions collectives actuelles, les employés représentant Society n'ont pas le droit de grève ou de lock-out. Si les parties n'arrivent pas à s'entendre sur le renouvellement de la convention collective, les modalités du renouvellement de la convention collective pourraient être imposées 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 tierces parties 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.

Conformité réglementaire

OPG est assujettie à un grand nombre de lois et de règlements émis par différents organismes dans les territoires où elle mène ses activités comme la CCSN, la CEO, la SIERE et la FERC.

L'incertitude associée à la conformité à la réglementation nucléaire est liée surtout au vieillissement des centrales, aux modifications des codes techniques et aux désaccords exprimés par les membres de la population au cours des 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 en matière de gestion des déchets. Dans certains cas, des exigences additionnelles découlant de changements dans l'interprétation des solutions techniques ou de nouvelles situations pourraient donner lieu à un effort accru de la part de la Société.

L'exploitation de la majorité des centrales hydroélectriques d'OPG aux États-Unis est autorisée par la FERC, ce qui comprend l'émission de permis pour des centrales plus grandes dont la durée se situe entre 30 et 50 ans. Plusieurs centrales d'OPG sont à différentes étapes du renouvellement du 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 à une autre infrastructure des centrales.

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

Gestion des déchets nucléaires

La manipulation, l'entreposage et l'élimination des déchets nucléaires exposent OPG à différents risques, qui sont gérés conformément aux exigences réglementaires applicables. En outre, le stockage provisoire de déchets nucléaires fait l'objet d'une supervision et d'un suivi rigoureux.

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. Les risques liés au projet de dépôt géologique en profondeur d'OPG pour la gestion sûre à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité sont analysés ci-dessous à la rubrique *Risques pouvant compromettre l'excellence des projets – Dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité*.

La SGDN a élaboré un processus visant l'adoption de l'approche de gestion adaptative progressive comme solution à long terme pour la gestion des déchets nucléaires du Canada. Le plan de gestion adaptative progressive prévoit l'élimination éventuelle permanente à long terme des déchets nucléaires radioactifs dans un dépôt géologique en profondeur. La SGDM est en voie d'entreprendre un processus de choix de sites sur plusieurs années relativement à ce dépôt géologique en profondeur.

Centrales hydroélectriques

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

La mesure dans laquelle OPG peut exploiter ses centrales hydroélectriques dépend de la disponibilité de l'eau. Les importantes variations des conditions météorologiques, y compris l'incidence des changements climatiques et les conditions extrêmes qui en découlent, peuvent avoir une incidence sur les débits d'eau. Les changements à long terme dans les tendances de précipitations, la quantité, la température de l'eau et la température de l'air ambiant peuvent avoir une incidence sur la disponibilité de l'eau et, par conséquent, sur la production d'électricité des centrales hydroélectriques d'OPG. OPG fait le suivi des avancées scientifiques et des activités d'adaptation en matière de changements climatiques et continue de participer à des initiatives d'adaptation aux changements climatiques avec tous les paliers de gouvernement au Canada. 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 réglementés de l'hydroélectricité et les conditions hydrologiques réelles est comptabilisée dans un compte réglementaire approuvé par la CEO.

La production de base excédentaire pose toujours problème 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 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 découlant de la réfection des unités subséquentes de la centrale Darlington, de la réfection future des centrales Bruce et de la fermeture de la centrale Pickering.

Environnement

Les activités et les centrales d'OPG sont assujetties à des obligations de conformité environnementale dans les territoires où elles exercent leurs activités. Ces obligations concernent la protection des terres, de l'eau, de l'air, des organismes vivants et des systèmes naturels. Le défaut de se conformer aux lois et règlements environnementaux applicables 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 en savoir plus, se reporter à la rubrique *Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable*.

Résilience climatique

OPG reconnaît que des efforts doivent être déployés pour faire face aux effets des changements climatiques et considère que l'adaptation à ces changements est une priorité stratégique pour la Société. OPG suit le développement de la science du climat, les activités d'adaptation, et les changements éventuels de politiques et d'exigences réglementaires. Une approche fondée sur les risques est utilisée pour déterminer l'ampleur de l'adaptation nécessaire à l'atténuation des effets des changements climatiques. La collaboration avec les parties prenantes pour définir les besoins d'adaptation se poursuit au moyen d'analyses et de la compréhension des 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 tous les paliers du gouvernement canadien, les collectivités locales et l'industrie dans le but d'augmenter la résilience des infrastructures du secteur de l'électricité et d'autres

infrastructures importantes. Pour en savoir plus, se reporter à la rubrique *Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable*.

Poursuite des activités et gestion des situations d'urgence

OPG peut être exposée à des catastrophes naturelles, des aléas technologiques ou des accidents d'origine humaine, y compris à des événements importants pour lesquels elle ne serait pas pleinement assurée ou indemnisée. Ces risques pourraient causer l'interruption des activités, laquelle pourrait se solder par une baisse des revenus de production ou par des coûts additionnels pour réparer les dommages et rétablir les activités.

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

Risques pouvant compromettre l'excellence des projets

OPG a entrepris plusieurs projets de grande envergure nécessitant des investissements considérables. OPG pourrait subir certaines conséquences si elle se révélait incapable d'obtenir les approbations nécessaires, de mobiliser les capitaux nécessaires, de gérer efficacement ces projets dans le respect de l'échéancier et du budget, ou de recouvrer en entier les dépenses en capital et de dégager un rendement financier adéquat. Ces projets peuvent également avoir des répercussions notables sur la capacité d'emprunt et la note de crédit d'OPG. Certains projets pourraient finir par être réévalués comme étant non viables sur le plan économique. Les risques associés à certains des principaux projets en cours d'OPG sont décrits ci-après.

Réfection de la centrale Darlington

OPG court un risque financier et un risque de réputation si les coûts réels de la réfection de la centrale Darlington dépassaient le budget ou si elle ne respectait pas l'échéancier du projet. En outre, si les objectifs du projet n'étaient pas atteints, il pourrait en résulter des interruptions forcées futures et des interruptions planifiées plus complexes, ce qui pourrait avoir une incidence sur le rendement ou la durée de vie utile des unités après leur réfection. L'incapacité de remettre à neuf les unités comme prévu pourrait inciter la Province à annuler les activités de réfection subséquentes. OPG continue d'appliquer les leçons apprises dans la réalisation de la réfection de l'unité 2 à la planification des prochaines unités.

OPG mise sur des pratiques de gestion des risques solides pour gérer certains risques liés au projet de réfection de la centrale Darlington, y compris les risques liés aux fournisseurs, les risques liés aux retards ou à la productivité, les risques financiers liés à la hausse des coûts, les risques techniques comme l'état du matériel qui pourrait entraîner des dépassements de coûts, les risques liés à la qualité, les risques liés à l'exécution et les risques liés au retour des unités en service après leur réfection.

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. Un nombre limité de fournisseurs qualifiés peuvent se faire concurrence pour du travail lié au nucléaire. 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 risques liés aux fournisseurs comprennent, sans s'y limiter, les risques ayant une incidence sur la réputation des fournisseurs et une pénurie potentielle de gens de métier qualifiés embauchés par les fournisseurs. Par ailleurs, il y a un risque qu'un sous-traitant déclenche un événement compromettant la sécurité, ce qui pourrait entacher la réputation d'OPG. La stratégie de gestion des risques d'OPG

prévoit de tenir les sous-traitants responsables de la sécurité de leurs activités au moyen de mesures incitatives et de mesures dissuasives. Les mesures d'atténuation des risques comprennent :

- des activités de formation et de planification en collaboration avec les fournisseurs au sujet de la sécurité en milieu de travail;
- un programme d'amélioration de la performance humaine;
- une présence accrue du personnel de supervision sur le terrain;
- la collaboration avec Bruce Power pour simplifier les processus et alléger le fardeau des fournisseurs;
- la collaboration avec Bruce Power, les syndicats concernés, les établissements d'enseignement et les autres parties prenantes pour résoudre les lacunes éventuelles dans les disponibilités des ouvriers qualifiés.

OPG doit aussi gérer d'autres risques constants qui pourraient nuire au projet, comme le maintien en poste de leaders chevronnés au sein d'OPG et de ses fournisseurs de services pendant la réalisation du projet.

La direction et le conseil d'administration de la Société ont fait appel à un sous-traitant indépendant, chargé de la surveillance de l'exécution du projet.

Dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité

OPG, appuyée par des municipalités de Bruce County, propose de construire et d'exploiter un dépôt géologique en profondeur pour la gestion sécuritaire à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité en Ontario. Bien que ce projet bénéficie d'un large soutien stable au sein des collectivités concernées, OPG maintient son engagement envers la Nation Ojibway Saugeen d'obtenir l'appui nécessaire au projet et de formuler une réponse à la demande d'août 2017 de la ministre de l'Environnement et du Changement climatique (Canada) de mettre à jour son analyse des incidences cumulatives potentielles du projet sur l'héritage physique et culturel de la Nation Ojibway Saugeen, y compris la description des incidences potentielles du projet sur le lien spirituel et culturel de la Nation avec la terre. La durée et l'issue du processus de participation communautaire de la Nation Ojibway Saugeen sont incertaines.

Risques liés au maintien de la vigueur financière

Les risques liés à la réglementation des tarifs, aux marchés des capitaux et aux obligations à long terme pourraient entraver de façon significative le rendement financier d'OPG. En outre, la Société est exposée aux risques comme la faiblesse de la demande d'électricité, les changements des prix du marché de l'électricité, le déplacement de la production des concurrents et le risque financier associé à la négociation d'énergie.

Réglementation des tarifs

Il existe un risque que les tarifs réglementés établis par la CEO ne permettent pas de recouvrer 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. Il pourrait survenir si, au moment de fixer les tarifs réglementés, la CEO apportait des changements aux prévisions soumises par OPG, si la production et les coûts réels différaient considérablement des prévisions approuvées par la CEO et si 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. Les écarts entre la production et les coûts réels et la production et les coûts prévus pourraient découler des risques liés aux interruptions non planifiées ou à l'exécution d'un projet. Lorsqu'elle fournit les preuves en vue d'étayer ses demandes de tarifs réglementés, 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.

Certains écarts entre les éléments des besoins en revenus approuvés par la CEO et les résultats réels d'OPG sont comptabilisés dans les comptes réglementaires autorisés par la CEO en vue de l'examen futur de la CEO. Certains de ces comptes peuvent faire l'objet d'un examen du critère de prudence de la CEO. Il existe une incertitude associée aux résultats des futures instances quant au recouvrement ou au remboursement de ces soldes.

Passifs nucléaires et Fonds distincts nucléaires

Comme l'exige la CCSN, OPG est responsable de la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité, et du déclasséement de ses centrales nucléaires et de ses installations de gestion des déchets nucléaires. L'estimation des coûts pour les obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclasséement des centrales nucléaires est fondée sur différentes hypothèses et estimations sous-jacentes qui comportent une incertitude inhérente et pourraient évoluer au fil du temps. Parmi ces hypothèses, citons les dates de fin de vie des centrales, les volumes de déchets, les méthodes d'évacuation des déchets, le calendrier de la construction envisagée d'installations d'évacuation des déchets, les systèmes de conditionnement des déchets, la stratégie de déclasséement et les indicateurs financiers. 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.

La dernière mise à jour complète des obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclasséement des centrales nucléaires a été approuvée par la Province en décembre 2016, dans le cadre du plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA. Un plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA établit les cotisations qu'OPG doit verser aux Fonds distincts nucléaires. Selon le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, OPG n'est pas tenue à l'heure actuelle de verser des cotisations globales dans les Fonds distincts nucléaires. Des cotisations pourraient être requises dans l'avenir si les Fonds distincts nucléaires étaient sous-capitalisés au moment de la mise à jour du prochain plan de référence de l'ONFA, qui devrait être terminée à la fin de 2021.

Les Fonds nucléaires distincts sont gérés de façon distincte en vertu de l'ONFA pour financer les dépenses liées à la gestion à long terme des déchets et du combustible irradié et les dépenses liées au déclasséement. Ces fonds sont gérés de façon à atteindre, à long terme, la cible de rendement fondée sur le taux d'actualisation précisé dans l'ONFA. Les placements détenus dans les Fonds distincts nucléaires sont répartis dans certaines catégories d'actifs, comme titres à revenu fixe, actions canadiennes, actions internationales, fonds groupés, infrastructures, agriculture, terres forestières et immobilier. Le rendement de ces fonds distincts est tributaire de la conjoncture actuelle et future des marchés des capitaux. La composition de l'actif des Fonds est établie conjointement par OPG et la Province conformément à l'ONFA.

Aux termes de l'ONFA, OPG assume le risque de marché lié à la tranche des Fonds distincts nucléaires mise de côté pour :

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

Conformément à la méthode de recouvrement des coûts approuvée par la CEO, le rendement de la portion des Fonds distincts nucléaires attribuée aux centrales nucléaires Bruce dépend du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce. En fonction de la situation de capitalisation des fonds dont il est question plus loin, aux termes de la méthode de recouvrement des coûts approuvée 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.

OPG limite le montant des actifs des Fonds distincts nucléaires qui est comptabilisé au bilan à la valeur actuelle du passif sous-jacent de capitalisation pendant le cycle de vie selon le plan de référence le plus récent approuvé en vertu de l'ONFA, parce qu'OPG n'est pas autorisée à retirer des montants excédentaires des Fonds distincts nucléaires. Une diminution des Fonds distincts nucléaires attribuables aux conditions du marché aurait pour effet de faire baisser les surplus de chaque fonds avant d'avoir une incidence sur le bénéfice net d'OPG. Ainsi, l'incidence sur l'état des résultats du risque lié au taux de rendement est atténuée lorsque les Fonds distincts nucléaires sont entièrement capitalisés ou surcapitalisés.

Obligations liées aux avantages postérieurs à l'emploi

Les obligations liées aux avantages postérieurs à l'emploi d'OPG comprennent les régimes de retraite à prestations déterminées, l'assurance-vie collective, l'assurance de soins de santé et l'assurance en cas d'invalidité prolongée pour les employés admissibles. Les coûts et obligations au titre des avantages complémentaires de retraite et les cotisations d'OPG aux régimes de retraite 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.

Le régime de retraite agréé d'OPG, qui couvre la plupart de ses employés et de ses retraités, est un régime contributif à prestations déterminées, indexé pour tenir compte de l'inflation jusqu'à un certain maximum. 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 devra 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* de l'Ontario. Les évaluations actuarielles futures pourraient faire augmenter les obligations de capitalisation d'OPG en raison des conditions du marché et de l'économie. OPG continue d'évaluer les obligations en matière de cotisations au régime de retraite agréé, y compris la date des évaluations actuarielles futures. Les obligations d'OPG au titre des avantages complémentaires de retraite ne sont pas capitalisées et les prestations sont versées au personnel à même les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, ou d'autres sources de liquidités.

Production visée par contrat

Les centrales de la Société 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 et des programmes d'investissement, entre autres programmes, et par des processus internes visant à communiquer et à s'informer sur les obligations contractuelles et les jalons, ainsi qu'à gérer et faire le suivi de ces derniers.

Bien qu'OPG prévoie que les centrales thermiques, exploitées aux termes d'une CAE avec la SIERE ou de tout autre contrat à long terme, continueront d'offrir de l'énergie et une capacité sur le marché pour la durée des contrats respectifs, il existe un risque, à l'échéance des contrats actuels, qu'aucun autre contrat ne puisse être conclu pour ces centrales ou ne puisse l'être selon des modalités rentables.

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 les tarifs d'électricité de gros dans les marchés interconnectés.

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

La SIERE en est aux étapes de conception avancées d'un programme de renouvellement du marché, une série d'initiatives coordonnées qui devrait déboucher sur une refonte en profondeur du marché de l'électricité en Ontario et qui pourrait avoir une incidence sur OPG, selon le modèle de marché qui sera adopté. L'objectif de la SIERE est que le programme de renouvellement du marché permet d'améliorer la tarification, l'horaire et l'approvisionnement de l'électricité afin de répondre au besoin du réseau d'électricité et de ses participants de façon fiable, transparente et efficace, à faible coût. OPG participe activement au programme de renouvellement du marché et continue de collaborer avec la SIERE.

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'administration d'OPG. OPG pourrait recevoir de son actionnaire des directives, aux termes de l'article 108 de la LSAO, qui influent directement sur les décisions importantes. Ces décisions portent, entre autres, sur le développement de projets, les demandes de tarifs réglementés, les acquisitions et les dessaisissements d'actifs, ainsi que sur 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 de réagir sur une grande diversité de questions en sa qualité de gouvernement de l'Ontario pourrait faire concurrence à l'engagement d'OPG à maximiser le rendement de l'investissement de l'actionnaire dans la Société. Cela comprend, entre autres, les mesures prises par la Province pour atténuer l'incidence de la hausse des tarifs d'électricité sur les consommateurs ontariens.

Acquisition et stratégie de croissance

Comme il est décrit à la rubrique *Activités de base, stratégie et perspectives* sous *Vigueur financière – Bâtir notre entreprise*, la stratégie de croissance d'entreprise d'OPG mise surtout sur le renouvellement et l'expansion du portefeuille de production de la Société. L'exécution de cette stratégie dépend de l'identification des possibilités de placements, de la sélection et de la poursuite des possibilités et de l'obtention d'approbations réglementaires. L'évaluation financière d'une acquisition ou d'un autre placement se fonde principalement sur les projections de flux de trésorerie à long terme. Il existe un risque que des changements dans les hypothèses clés sous-jacentes à l'évaluation, comme la quantité d'électricité produite, les prix du marché de l'énergie, les dépenses en capital et d'exploitation et les taux d'intérêt puissent amener la valeur économique réalisée dans des acquisitions ou d'autres investissements à différer des projections de base. OPG atténue ces risques en procédant à une vérification diligente détaillée et en se concentrant sur les placements pour lesquels la Société a une expérience opérationnelle importante et une solide compréhension des facteurs fondamentaux du marché.

Liquidités

OPG mène ses activités dans un secteur hautement capitalistique. Des ressources financières importantes sont nécessaires au financement des principaux projets de développement et des autres projets d'amélioration des immobilisations, y compris le projet de réfection de la centrale Darlington. De plus, la Société a d'autres dépenses importantes comme les cotisations aux régimes de retraite, les paiements des prestations d'avantages complémentaires de retraite et autres avantages du personnel, le financement des activités courantes, le remboursement de dettes à l'échéance et les investissements dans de nouvelles capacités de production et d'autres possibilités de développement pour l'entreprise. OPG doit s'assurer d'avoir la capacité financière et un accès

suffisant à un financement abordable pour financer ses besoins de capitaux et d'autres décaissements. Pour soutenir cet objectif, OPG utilise plusieurs sources 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. 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 note.

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

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.

	2019	2020	2021
Besoins en combustible estimatifs couverts ¹	74 %	75 %	66 %

¹ Représentent la tranche approximative en mégawattheures 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 la Société a conclu des ententes ou a des obligations contractuelles pour garantir le prix du combustible, ou qui est assujettie à la réglementation des tarifs. Dans le cas de la production hydroélectrique en Ontario, il s'agit des frais sur les revenus bruts et des charges au titre des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique. Les stocks de combustible excédentaires (nucléaires ou thermiques) pendant une année donnée sont attribués à l'année suivante afin de mesurer les ratios de couverture.

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. 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 sa filiale Eagle Creek qui mène ses activités exclusivement aux États-Unis.

Pour gérer ce risque, OPG a recours à divers instruments financiers, comme les contrats à terme et les dérivés, en conformité avec les politiques de gestion des risques approuvées.

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 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.

Négociation

Les activités de négociation d'OPG peuvent avoir une incidence sur son rendement financier. Les activités de négociation d'électricité d'OPG sont étroitement surveillées, et l'évaluation des risques globaux ainsi que les rapports sur ces évaluations sont présentés à la haute direction quotidiennement. La principale mesure utilisée pour évaluer le

risque financier lié aux activités de négociation est la valeur à risque (VaR), laquelle est définie comme la perte potentielle maximale probabiliste future d'un portefeuille en termes monétaires, en fonction de conditions de marché normales et pour une période déterminée. En 2018, l'utilisation de la VaR a fluctué dans une fourchette de néant à 0,9 million de dollars, comparativement à une fourchette s'échelonnant de 0,1 million de dollars à 0,4 million de dollars en 2017.

Crédit

La Société est exposée au risque de crédit par le truchement des ventes d'électricité, des activités de négociation d'électricité, des activités de couverture, 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 au comptant 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 2018 :

Note de crédit¹	Toutes les contreparties		Contreparties les plus importantes	
	Nombre de contreparties²	Risque possible³ (en millions de dollars)	Nombre de contreparties	Risque possible (en millions de dollars)
Qualité supérieure	49	19	15	17
SIERE ⁴	1	478	1	478
Autres	17	2	4	2
Total	67	499	20	497

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

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

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

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

Parmi les autres principales composantes du risque de crédit d'OPG, citons celles associées aux fournisseurs de services et de produits liés par contrat. OPG gère le risque lié aux divers fournisseurs ou risque de contrepartie en évaluant leur situation financière et en s'assurant que la Société détienne des garanties appropriées ou d'autres formes de sûretés.

Modifications aux lois et 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 elle 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 récupérer les coûts appropriés ou à obtenir un rendement sur les actifs.

L'élection provinciale générale en Ontario a eu lieu en juin 2018 et a entraîné un changement de gouvernement. Le nouveau gouvernement provincial pourrait adopter des modifications importantes aux lois et règlements pouvant avoir une incidence sur l'industrie de l'électricité en Ontario. La Société collabore de près avec le nouveau gouvernement provincial pour l'informer du rôle d'OPG dans le marché de l'électricité de l'Ontario et de sa contribution à l'actionnaire.

La prochaine élection fédérale canadienne est prévue pour octobre 2019. Les résultats de l'élection pourraient faire en sorte que des modifications importantes soient apportées aux lois, ce qui aurait des répercussions sur OPG. La Société collabore de près avec tous les principaux partis politiques fédéraux aux différentes initiatives.

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.

Litiges

OPG ou ses filiales sont parties à diverses autres actions en justice couvrant un large ensemble de questions soulevées dans le cours normal de leurs affaires. Chacune de ces questions est assujettie à diverses incertitudes et certaines d'entre elles pourraient être résolues défavorablement. La Société est d'avis que la résolution de ces questions ne devrait pas avoir d'incidence néfaste importante sur sa situation financière. Pour plus de détails, se reporter à la note 18 des états financiers consolidés audités de 2018 d'OPG, sous *Litiges*.

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 collectivités autochtones. OPG s'efforce d'établir et 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. 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 a une politique sur les relations avec les Autochtones qui définit l'engagement de la Société de nouer et d'entretenir de façon proactive des relations positives avec ces collectivités autochtones. 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.

Plan ontarien pour l'équité dans le secteur de l'électricité

La *Loi pour des frais d'électricité équitables* et la réglementation connexe devraient être modifiées ou abrogées au cours du premier semestre de 2019. Au cours de ce processus, la participation d'OPG au Plan pour des frais d'électricité équitables pourrait avoir une incidence sur sa réputation.

OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

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

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

Les opérations entre parties liées pour les exercices clos les 31 décembre sont résumées ci-dessous :

(en millions de dollars)	2018		2017	
	Revenus	Charges	Revenus	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	11	-	8	-
Services	-	7	1	10
Dividendes	7	-	7	-
Province d'Ontario				
Variation du montant du Fonds distinct de déclasserement à payer à la Province ¹	-	(419)	-	456
Variation du montant du Fonds distinct pour combustible irradié à payer à la Province ¹	-	(547)	-	591
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	108	-	110
Commission de garantie de l'ONFA	-	-	-	8
Autres	-	-	-	2
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	219	-	216
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	-	149	-	158
Impôts sur les bénéfices	-	267	-	246
SIERE				
Revenus liés à la production d'électricité	5 068	-	4 802	-
Revenus tirés de Fair Hydro Trust	63	-	1	-
	5 149	(216)	4 819	1 797

¹ Les Fonds distincts nucléaires sont présentés aux bilans consolidés, déduction faite des montants comptabilisés comme étant à payer à la Province relativement à tout excédent de capitalisation et, pour le Fonds distinct pour combustible irradié, au taux de rendement garanti de la Province. Aux 31 décembre 2018 et 2017, les Fonds distincts nucléaires étaient présentés, déduction faite des montants à payer à la Province respectivement de 3 496 millions de dollars et 4 462 millions de dollars.

Les montants à recevoir, les créances de financement, les titres de capitaux propres, les montants à payer et les soldes de la dette à long terme entre OPG et ses parties liées sont présentés ci-dessous :

(en millions de dollars)	Au 31 décembre	
	2018	2017
Montants à recevoir de parties liées		
Hydro One	1	1
SIERE – montants à recevoir liés à l'électricité	478	354
SIERE – Fair Hydro Trust ¹	2	7
PEC	2	4
Province d'Ontario	-	3
Créances de financement		
SIERE – Fair Hydro Trust	1 788	1 179
Titres de capitaux propres		
Actions de Hydro One	153	188
Créditeurs et charges à payer		
Hydro One	4	1
SFIEO	50	52
Province d'Ontario	8	9
SIERE – montants à payer liés à l'électricité	8	11
SIERE – Fair Hydro Trust	13	3
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)		
Billets à payer à la SFIEO	3 400	3 195

¹ Le solde comprend des revenus non facturés.

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 2018, les Fonds distincts nucléaires détenaient 1 399 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (1 502 millions de dollars en 2017) et 2 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (9 millions de dollars en 2017). Au 31 décembre 2018, la caisse de retraite du régime agréé détenait 41 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (néant en 2017) et aucun bon du Trésor de la province d'Ontario (1 million de dollars en 2017). 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.

En 2018, Fair Hydro Trust a acquis une participation d'investissement de la SIERE pour des montants de 609 millions de dollars (1 179 millions de dollars en 2017), qui a été classée dans les créances de financement au bilan consolidé d'OPG. Les transactions ont été réglées en trésorerie, au moyen du produit de l'émission par la Fiducie de titres de créances de premier rang à des tiers et de l'émission de titres d'emprunt subordonnés à OPG. Selon le règlement général de la *Loi pour des frais d'électricité équitables*, la SIERE est tenue de payer et de verser les coûts de possession de la Fiducie, sauf le remboursement du principal de toute obligation financière, et ce, jusqu'au 31 juillet 2021. Dès le 1^{er} mai 2021, des entreprises de distribution locales factureront à des consommateurs déterminés un montant se rapportant à l'ajustement pour l'énergie propre, le cas échéant, servant à rembourser les coûts de possession de la Fiducie. Les fonds amassés seront versés à la Fiducie par l'entremise de la SIERE et serviront à régler toutes les charges liées au financement ainsi que les autres charges liées à la Fiducie sous-tendant les créances de financement.

Au 31 décembre 2018, les bilans consolidés d'OPG comprenaient environ 2 millions de dollars de revenus au titre du recouvrement des coûts non facturés de la SIERE (7 millions de dollars en 2017), principalement pour les honoraires généraux d'OPG à titre de gestionnaire des services financiers, en vertu de la *Loi pour des frais d'électricité équitables* relativement aux frais de gestion, aux coûts engagés par des tiers et à certains coûts directs de main-d'œuvre.

La Province a fourni une garantie limitée à des créanciers particuliers de Fair Hydro Trust. La garantie limitée serait déclenchée dans l'éventualité où 1) la capacité de la Fiducie à recevoir des montants à l'égard de la participation d'investissement afin de payer certaines obligations de financement se verrait compromise en raison d'une des raisons suivantes : la Province apporte des changements à la *Loi pour des frais d'électricité équitables* ou à tout autre loi ou règlement; b) la Province entreprend d'apporter d'importants changements au marché de l'électricité de l'Ontario; ou 2) un tribunal déclare que la *Loi pour des frais d'électricité équitables* n'est pas valide ou qu'elle est inconstitutionnelle.

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 2018 qui a eu une incidence importante ou aurait vraisemblablement eu une incidence importante sur les rapports financiers d'OPG.

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a conclu que les CPCI et le CIIF d'OPG (comme ils sont définis dans le *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*) étaient efficaces en date du 31 décembre 2018.

QUATRIÈME TRIMESTRE

Analyse des résultats d'exploitation

(en millions de dollars) (non audité)	Trimestres clos les 31 décembre	
	2018	2017
Revenus	1 475	1 619
Charges liées au combustible	175	171
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	722	770
Amortissement	200	162
Autres (gains) charges, montant net	(5)	30
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	383	486
Intérêts débiteurs, montant net	21	39
Impôts sur les bénéfices	97	81
Bénéfice net	265	366
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	260	362
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle ¹	5	4

¹ A trait à la participation de 25 % de la société financière Amisk-oo-Skow, propriété exclusive de la Première Nation Moose Cree, dans Lower Mattagami Limited Partnership, à la participation de 33 % de CRP, propriété exclusive de la Nation Taykwa Tagamou, dans PSS et à la participation de 10 % d'une société en propriété exclusive de Six Nations of the Grand River Development Corporation dans Nanticoke Solar LP.

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire s'est établi à 260 millions de dollars pour le quatrième trimestre, contre 362 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2017.

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices s'est établi à 383 millions de dollars au quatrième trimestre de 2018, en baisse de 103 millions de dollars par rapport au trimestre correspondant de 2017. L'information qui suit résume les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart :

Principaux facteurs qui ont entraîné la diminution du bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices :

- Baisse des revenus des secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée d'environ 249 millions de dollars, qui reflète l'incidence de la décision de décembre 2017 de la CEO concernant la demande d'OPG de nouveaux tarifs réglementés comptabilisée au quatrième trimestre de 2017 pour la période allant du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2017.
- Hausse de 21 millions de dollars de la dotation aux amortissements, à l'exclusion de la charge d'amortissement liée au recouvrement des soldes des comptes réglementaires, au quatrième trimestre de 2018, essentiellement en raison de la reprise de passifs réglementaires au quatrième trimestre de 2017 liée à la réduction de la dotation aux amortissements précédemment comptabilisée en crédit aux clients depuis le 1^{er} juin 2017, et de l'amortissement d'actifs nouvellement mis en service. La reprise des passifs réglementaires au quatrième trimestre de 2017 était fondée sur la décision de la CEO de décembre 2017 qui tenait compte de ces crédits dans les nouveaux tarifs réglementés sous forme de baisse des revenus. La hausse de la dotation aux amortissements liée aux soldes des comptes réglementaires au quatrième trimestre de 2018 a été en grande partie contrebalancée par une augmentation des revenus tirés des avenants tarifaires autorisés dans le cadre de l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 de la CEO pour le recouvrement de ces soldes.

Principaux facteurs qui ont entraîné l'augmentation du bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices :

- Augmentation de 1,2 TWh de la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée, qui a entraîné une hausse des revenus tirés des tarifs réglementés d'environ 70 millions de dollars. La hausse de production s'explique par un nombre moins élevé de jours d'interruption à la centrale Pickering au quatrième trimestre de 2018.
- Diminution de 48 millions de dollars des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, principalement dans le secteur Production nucléaire réglementée, reflétant la baisse des charges liées aux projets d'installations nucléaires, la baisse des coûts de main-d'œuvre et de services achetés pour répondre aux exigences opérationnelles et de maintenance pour les centrales nucléaires et une baisse du nombre de jours d'interruption à la centrale Pickering qui se traduit par une baisse des coûts liés aux interruptions.
- Un gain avant impôt de 16 millions de dollars à la vente d'un actif immobilier secondaire comptabilisé en résultat net pour le quatrième trimestre de 2018.

Les intérêts débiteurs, montant net ont reculé de 18 millions de dollars au quatrième trimestre de 2018 par rapport au trimestre correspondant de 2017. Le recul s'explique avant tout par la hausse des frais d'intérêts capitalisés pour le projet de réfection de la centrale Darlington et par la hausse des frais d'intérêts reportés dans les comptes réglementaires.

La charge d'impôts pour le quatrième trimestre de 2018 a augmenté de 16 millions de dollars en regard du trimestre correspondant de 2017. L'augmentation s'explique surtout par la baisse des charges d'impôts reportées dans les actifs réglementaires et par l'incidence de l'ajustement de l'impôt au titre des placements comptabilisés à la valeur de consolidation au quatrième trimestre de 2018, partiellement contrebalancées par l'incidence de la baisse du bénéfice avant impôts sur les bénéfices.

Prix de vente moyens

Le prix de vente moyen du secteur Production nucléaire réglementée pour le quatrième trimestre de 2018 s'est élevé à 7,9 ¢/kWh, comparativement à 11,0 ¢/kWh pour le trimestre correspondant de 2017. La diminution du prix de vente moyen pour le trimestre reflète l'incidence de la décision rendue par la CEO en décembre 2017 comptabilisée au quatrième trimestre de 2017 pour la période allant du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2017 et fondée sur les tarifs réglementés proposés par OPG dans la présentation du projet d'ordonnance de paiement à la CEO en janvier 2018.

Le prix de vente moyen du secteur Production hydroélectrique réglementée s'est chiffré à 4,3 ¢/kWh aux quatrièmes trimestres de 2018 et de 2017.

Production d'électricité

La production d'électricité d'OPG pour les trimestres clos les 31 décembre 2018 et 2017 s'est établie comme suit :

(TWh)	Trimestres clos les 31 décembre	
	2018	2017
Production nucléaire réglementée	11,3	10,1
Production hydroélectrique réglementée	7,5	7,2
Production visée par contrat et autre ¹	0,9	0,8
Total de la production d'électricité d'OPG	19,7	18,1
Total de la production d'électricité par les autres producteurs d'électricité de l'Ontario ²	17,9	18,8

¹ Comprend la quote-part revenant à OPG de la production attribuable à ses participations de 50 % dans les centrales PEC et Brighton Beach. Pour les trois mois clos le 31 décembre 2018, comprend la production des installations d'Eagle Creek du 27 novembre 2018 au 31 décembre 2018 de 0,1 TWh.

² La production autre que d'OPG est calculée comme la demande d'électricité en Ontario plus les exportations nettes publiées par la SIERE, moins la production d'électricité d'OPG en Ontario.

L'augmentation de 1,6 TWh de la production d'électricité d'OPG au quatrième trimestre de 2018, par rapport au trimestre correspondant de 2017, est essentiellement due à la hausse de la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée de 1,2 TWh. La hausse de la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée s'explique surtout par le nombre moins élevé de jours d'interruption à la centrale Pickering au quatrième trimestre de 2018.

La demande d'électricité en Ontario comme présentée par la SIERE a été de 34,0 TWh au quatrième trimestre de 2018, contre 33,6 TWh au quatrième trimestre de 2017. 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 2018 ont atteint 524 millions de dollars, comparativement à 228 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. La hausse des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation est surtout attribuable à la hausse des entrées de fonds au comptant provenant des revenus de production, ce qui reflète l'incidence des nouveaux tarifs réglementés adoptés à la suite de la publication de l'ordonnance définitive de la CEO du montant des paiements en mars 2018 et la hausse de la production d'électricité.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 ont atteint 872 millions de dollars, comparativement à 1 740 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont augmenté par rapport aux trois mois clos le 31 décembre 2017, principalement en raison de l'acquisition par Fair Hydro Trust d'une participation d'investissement auprès de la SIERE en décembre 2017, en partie contrebalancée par l'acquisition d'Eagle Creek en novembre 2018.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 ont atteint 139 millions de dollars, comparativement à 1 466 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. Les flux de trésorerie provenant des activités de financement étaient plus élevés pour les trois mois clos le 31 décembre 2017 en raison de l'émission de billets de premier rang de la Fiducie, d'actions de catégorie A et de titres d'emprunt à long terme au quatrième trimestre de 2017, en partie contrebalancée par la hausse des remboursements sur la dette à long terme au quatrième trimestre de 2017 et par l'émission de titres d'emprunt à court terme au quatrième trimestre de 2018.

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>	2018	2017	2016
Revenus	5 537	5 158	5 653
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 195	860	436
Bénéfice par action attribuable à l'actionnaire <i>(en dollars)</i>	4,37 \$	3,35 \$	1,70 \$
Total de l'actif	52 252	48 822	44 372
Total du passif à long terme	37 192	34 933	31 460
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation <i>(en millions)</i>	273,2	256,7	256,3

Informations financières trimestrielles

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i> (non audité)	Trimestres clos en 2018				
	31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
Revenus	1 475	1 373	1 282	1 407	5 537
Bénéfice net	265	283	126	539	1 213
Moins : bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	5	4	5	4	18
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	260	279	121	535	1 195
Bénéfice par action attribuable à l'actionnaire <i>(en dollars)</i>	0,95 \$	1,02 \$	0,44 \$	1,99 \$	4,37 \$

Informations financières trimestrielles

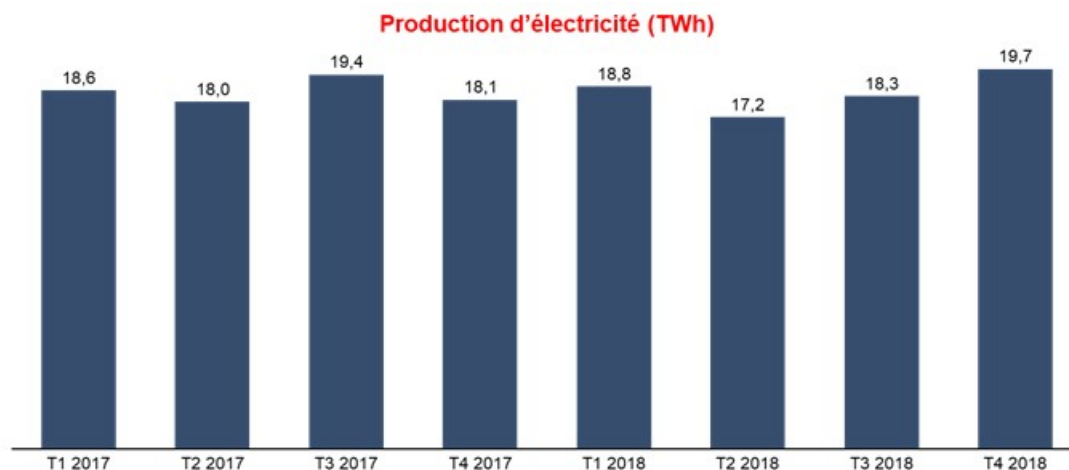
<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i> (non audité)	Trimestres clos en 2017				
	31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
Revenus	1 619	1 217	1 146	1 176	5 158
Bénéfice net	366	140	307	68	881
Moins : bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	4	9	4	4	21
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	362	131	303	64	860
Bénéfice par action attribuable à l'actionnaire <i>(en dollars)</i>	1,41 \$	0,51 \$	1,18 \$	0,25 \$	3,35 \$

Tendances

Les résultats trimestriels d'OPG sont touchés par les variations de la demande d'électricité alimentée par le réseau qui résultent surtout des fluctuations saisonnières des conditions climatiques, 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. Les conditions climatiques ont une incidence sur les débits d'eau, la demande d'électricité et la prédominance des conditions liées à la production de base excédentaire. Par le passé, les revenus d'OPG ont été plus élevés au premier trimestre en raison des besoins de chauffage et au troisième trimestre en raison des besoins de climatisation. L'incidence financière de la production perdue en raison de la production de base excédentaire des centrales hydroélectriques réglementées et l'incidence financière des écarts entre les débits d'eau prévus prise en compte dans les tarifs réglementés approuvés par la CEO et les débits d'eau réels sont atténuées par les comptes réglementaires autorisés par la CEO.

Le cycle d'interruptions de chaque centrale nucléaire d'OPG établit le nombre et la fréquence des interruptions planifiées dans une année donnée. Le cycle d'interruptions a pour objet de veiller à la sécurité et à la fiabilité à long terme de l'exploitation de la centrale et à sa conformité avec les exigences réglementaires de la CCSN. La fréquence des interruptions planifiées dans le cadre du cycle d'interruptions peut entraîner de la variabilité dans les résultats d'exploitation d'OPG d'un exercice à l'autre, et ainsi avoir une incidence sur les revenus et les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. En outre, le calendrier des interruptions planifiées d'une centrale nucléaire au cours d'un exercice peut entraîner la variabilité des résultats d'exploitation d'un exercice à l'autre pour des périodes partielles d'un exercice. La réfection de l'unité 2 de la centrale Darlington, qui est en cours depuis octobre 2016, diminue la production d'électricité depuis le quatrième trimestre de 2016.

Les résultats financiers d'OPG sont également touchés par les rendements des Fonds distincts nucléaires, déduction faite de l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce. La volatilité du rendement des Fonds distincts nucléaires est atténuée parce que les Fonds sont entièrement capitalisés.



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 stratégiques de la Société sont des mesures de la fiabilité de la production, de la rentabilité et de la performance sur le plan 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

Les centrales nucléaires d'OPG fonctionnent à titre d'installations de base qui ne sont pas conçues pour des niveaux de production variables visant à répondre à la demande de pointe. 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. 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. Par conséquent, l'unité 2 de la centrale Darlington est exclue de la mesure à compter du 15 octobre 2016, date à laquelle l'unité a été mise à l'arrêt dans le cadre du projet de réfection de la centrale Darlington.

Disponibilité hydroélectrique

Les centrales hydroélectriques d'OPG fonctionnent en tant qu'installations de base, à capacité intermédiaire ou à capacité de pointe. 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 pour les centrales thermiques

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

Autres indicateurs clés

En plus des indicateurs de fiabilité de la production, de rentabilité et de rendement financier, OPG a relevé certaines mesures de la performance sur le plan de l'environnement et de la sécurité. Ces mesures sont analysées à la rubrique *Activités de base, stratégie et perspectives*.

Mesures du rendement d'exploitation non conformes aux PCGR

Outre le bénéfice net et les autres informations financières conformes aux PCGR des États-Unis, certaines mesures financières non conformes aux PCGR sont également présentées dans le rapport de gestion d'OPG. 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, des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ou de toute autre mesure conforme aux PCGR des États-Unis, mais plutôt comme indicateurs du rendement d'exploitation.

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

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

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

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2018	2017
RCP compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu		
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 195	860
Divisé par les capitaux propres moyens attribuables à l'actionnaire, compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu	12 623	11 351
RCP compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu <i>(en pourcentage)</i>	9,5	7,6

2) Le coût total de la production de l'entreprise par MWh est utilisé pour mesurer la rentabilité globale des activités de production d'électricité d'OPG en Ontario. Le coût total de la production de l'entreprise par MWh est défini comme les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration (à l'exclusion des coûts liés au projet de réfection de la centrale Darlington, des autres coûts liés à des projets de développement de la capacité de production et de développement des affaires, des coûts liés à Eagle Creek, de l'incidence des comptes réglementaires, du secteur Fair Hydro Trust, et des dépenses auxiliaires liées aux activités de production d'électricité d'OPG), les charges liées au combustible pour les centrales exploitées par OPG, y compris les frais sur les revenus bruts tirés de la production hydroélectrique et les paiements de redevances d'utilisation d'énergie hydraulique (à l'exclusion de l'incidence des comptes réglementaires) et les dépenses en immobilisations (à l'exclusion du projet de réfection de la centrale Darlington, d'autres projets de développement de la capacité de production et d'Eagle Creek) engagées au cours de la période, divisées par la production d'électricité totale des centrales exploitées par OPG en Ontario, majorées de la production d'électricité perdue en raison de la production de base excédentaire au cours de la période.

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

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2018	2017
Coût total de la production de l'entreprise		
Total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 825	2 824
Total des charges liées au combustible	671	689
Total des dépenses en immobilisations	1 859	1 926
Déduire : coûts en capital de réfection de la centrale Darlington et charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	(1 111)	(1 285)
Déduire : autres coûts en capital et charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liés à des projets de développement de la capacité de production	(152)	(65)
Ajouter (déduire) : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et charges liées au combustible reportées dans (remboursables à même) les comptes réglementaires	47	(1)
Déduire : charges au titre du combustible nucléaire des centrales qui ne sont pas exploitées par OPG	(64)	(57)
Ajouter : frais sur les revenus bruts tirés de la production hydroélectrique et paiements de redevances d'utilisation d'énergie hydraulique pour la production d'électricité perdue en raison d'une production excédentaire	42	69
Déduire : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration auxiliaires liées aux activités de production d'électricité	(17)	(18)
Déduire : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à Fair Hydro Trust	(1)	-
Déduire : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et dépenses en immobilisations liées à Eagle Creek	(5)	-
Autres ajustements	(10)	(43)
	4 084	4 039
Production d'électricité ajustée (TWh)		
Total de la production d'électricité d'OPG	74,0	74,1
Ajustement au titre de la production d'électricité perdue en raison d'une production excédentaire et quote-part d'OPG de la production d'électricité provenant des installations détenues en copropriété et d'Eagle Creek	2,7	5,6
	76,7	79,7
Total de la production de l'entreprise par MWh (\$/MWh)¹	53,24	50,66

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

3) Le coût total de la production nucléaire par MWh est utilisé pour mesurer la rentabilité des actifs de production nucléaire d'OPG en Ontario. Le coût total de la production nucléaire par MWh est défini comme les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Production nucléaire réglementée (à l'exclusion des coûts du projet de réfection de la centrale de Darlington, de l'incidence des comptes réglementaires et des dépenses auxiliaires liées aux activités de production nucléaire d'OPG), les charges au titre du combustible nucléaire pour les centrales exploitées par OPG (à l'exclusion de l'incidence des comptes réglementaires) et les dépenses en immobilisations du secteur Production nucléaire réglementée (à l'exclusion des coûts du projet de réfection de la centrale Darlington) engagées au cours de la période, divisé par la production nucléaire au cours de la période.

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

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2018	2017
Coût total de la production nucléaire		
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Production d'énergie nucléaire réglementée	2 302	2 293
Charges liées au combustible du secteur Production nucléaire réglementée	283	284
Dépenses en immobilisations du secteur Production nucléaire réglementée	1 492	1 631
Déduire : coûts en capital de réfection de la centrale Darlington et charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	(1 111)	(1 285)
Ajouter : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et charges liées au combustible reportées dans les comptes réglementaires du secteur Production nucléaire réglementée	59	35
Déduire : charges au titre du combustible nucléaire des centrales qui ne sont pas exploitées par OPG	(64)	(57)
Déduire : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration auxiliaires liées aux activités de production du secteur Production nucléaire réglementée	(7)	(6)
Autres ajustements	(11)	(10)
	2 943	2 885
Production d'électricité nucléaire (TWh)	40,9	40,7
Coût total de la production nucléaire par MWh (\$/MWh)¹	72,00	70,95

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

4) Le coût total de la production hydroélectrique par MWh est utilisé pour mesurer la rentabilité des actifs de production hydroélectrique d'OPG en Ontario. Le coût total de la production hydroélectrique par MWh est défini comme les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Production hydroélectrique réglementée et des centrales hydroélectriques comprises dans le secteur Production visée par contrat et autre (à l'exclusion d'Eagle Creek et des coûts du projet de développement de la capacité de production, de l'incidence des comptes réglementaires et des dépenses auxiliaires liées aux activités de production hydroélectrique), les frais sur les revenus bruts tirés de la production hydroélectrique et les paiements de redevances d'utilisation d'énergie hydraulique (à l'exclusion de l'incidence des comptes réglementaires) et les dépenses en immobilisations du secteur Production hydroélectrique réglementée et des centrales hydroélectriques comprises dans le secteur Production visée par contrat et autre (à l'exclusion des charges liées à Eagle Creek et aux projets de développement de la capacité) engagés au cours de la période, divisé par le total de la production hydroélectrique d'OPG en Ontario, majoré de la production hydroélectrique perdue en raison de la production excédentaire en Ontario au cours de la période. OPG présente les frais sur les revenus bruts tirés de la production hydroélectrique et les paiements de redevances d'utilisation d'énergie hydraulique à titre de charges liées au combustible.

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

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2018	2017
Coût total de la production hydroélectrique		
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Production hydroélectrique réglementée	337	330
Charges liées au combustible du secteur Production hydroélectrique réglementée	334	351
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Production visée par contrat et autre	180	169
Charges liées au combustible du secteur Production visée par contrat et autre	54	53
Dépenses en immobilisations des secteurs Production hydroélectrique réglementée et Production visée par contrat et autre	302	221
Déduire : coût en capital des projets de développement de la capacité de production et charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des secteurs Production hydroélectrique réglementée et Production visée par contrat et autre	(141)	(63)
Déduire : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production thermique, charges liées au combustible et dépenses en immobilisations du secteur Production visée par contrat et autre	(167)	(166)
Déduire : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et charges liées au combustible remboursables à même les comptes réglementaires du secteur Production hydroélectrique réglementée	(12)	(36)
Ajouter : frais sur les revenus bruts tirés de la production hydroélectrique et paiements de redevances d'utilisation d'énergie hydraulique pour la production d'électricité perdue en raison d'une production excédentaire	42	69
Déduire : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et dépenses en immobilisations d'Eagle Creek	(5)	-
Autres ajustements	-	(1)
	924	927
Production hydroélectrique ajustée (TWh)		
Production hydroélectrique réglementée	29,8	30,7
Production d'électricité du secteur Production visée par contrat et autre	3,3	2,7
Ajustement au titre de la production d'hydroélectricité perdue en raison de la production excédentaire et de la production d'électricité d'Eagle Creek et autre qu'hydroélectrique du secteur Production visée par contrat et autre, y compris la quote-part d'OPG de la production d'électricité provenant des installations détenues en copropriété	2,7	5,5
	35,8	38,9
Coût total de la production hydroélectrique par MWh (\$/MWh)¹	25,88	23,79

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

5) 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

416-592-6700
webmaster@opg.com

Relations avec les médias

416-592-4008
1-877-592-4008
media@opg.com

www.opg.com

www.sedar.com

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

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

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

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

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



Jeff Lyash
Président et chef de la direction



Ken Hartwick
Chef des finances et vice-président principal – Finances

Le 7 mars 2019

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 2018 et 2017, 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 2018 et 2017, ainsi que des résultats consolidés de son exploitation et de ses flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos à ces dates, conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

Fondement de l'opinion

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

Autres informations

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

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

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

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

Nous avons obtenu le rapport de gestion avant la date du présent rapport. Si, à la lumière des travaux que nous avons effectués, nous concluons à la présence d'une anomalie significative dans les autres informations, nous sommes tenus de signaler ce fait. 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 (PCGR des États-Unis), ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

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

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

Ernst & Young S.N.L./S.E.N.C.R.L.

Comptables professionnels agréés
Experts-comptables autorisés

Toronto, Canada

Le 7 mars 2019

ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2018	2017
Revenus	5 537	5 158
Charges liées au combustible	671	689
Marge brute	4 866	4 469
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 825	2 824
Amortissement (note 6)	784	679
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (note 10)	985	960
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 10)	(854)	(801)
Revenus tirés de Fair Hydro Trust (note 19)	(28)	(1)
Impôts fonciers	37	40
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	(44)	(38)
	3 705	3 663
Bénéfice avant autres gains, intérêts et impôts sur les bénéfices	1 161	806
Autres gains (note 22)	(270)	(379)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	1 431	1 185
Intérêts débiteurs, montant net (note 8)	77	95
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	1 354	1 090
Charge d'impôts (note 11)	141	209
Bénéfice net	1 213	881
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 195	860
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	18	21
Bénéfice net de base et dilué par action ordinaire (en dollars) (note 17)	4,37	3,35

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)

	2018	2017
Bénéfice net	1 213	881
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices (note 12)		
Gain actuariel (perte actuarielle) lors de la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite ¹	1	(23)
Reclassement aux résultats de montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite ²	11	10
Gain net sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ³	1	-
Reclassement aux résultats de pertes sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ⁴	17	18
Perte latente sur les titres de capitaux propres ⁵	-	(8)
Écart de conversion ⁶	13	-
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	43	(3)
Résultat étendu	1 256	878
Résultat étendu attribuable à l'actionnaire	1 238	857
Résultat étendu attribuable à la participation sans contrôle	18	21

¹ Déduction faite d'une charge d'impôts de néant et d'un recouvrement d'impôts de 7 millions de dollars respectivement pour 2018 et 2017.

² Déduction faite d'une charge d'impôts de 4 millions de dollars et 3 millions de dollars respectivement pour 2018 et 2017.

³ Déduction faite d'une charge d'impôts de néant respectivement pour 2018 et 2017.

⁴ Déduction faite d'une charge d'impôts de 2 millions de dollars respectivement pour 2018 et 2017.

⁵ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de néant et de 2 millions de dollars respectivement pour 2018 et 2017.

⁶ Déduction faite d'une charge d'impôts de néant pour 2018 et 2017.

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)

	2018	2017
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	1 213	881
Ajustements pour les éléments hors caisse :		
Amortissement (note 6)	784	679
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	985	960
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(854)	(801)
Coût des régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite (note 13)	397	412
Impôts reportés	(21)	19
Actifs et passifs réglementaires	(51)	(558)
Autres gains	(263)	(371)
Autres	(23)	1
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires	(307)	(313)
Remboursement des dépenses admissibles d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires	97	79
Cotisations à la caisse de retraite et déboursés au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires	(308)	(322)
Distributions reçues des participations dans des entités sous influence notable	49	50
Variation nette des autres actifs et passifs à long terme	149	148
Variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse (note 20)	(160)	80
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 687	944
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations corporelles et en actifs incorporels	(1 826)	(1 853)
Acquisition d'Eagle Creek Renewable Energy, déduction faite de la trésorerie acquise	(358)	-
Produit net de la vente d'immobilisations corporelles	289	484
Acquisition des créances de financement de Fair Hydro Trust	(609)	(1 179)
Produit tiré d'un billet de dépôt	-	70
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(2 504)	(2 478)
Activités de financement		
Émission d'actions de catégorie A (note 16)	268	519
Produit net de l'émission de titres d'emprunt à long terme d'OPG (note 8)	1 049	1 301
Remboursement sur la dette à long terme d'OPG	(398)	(1 103)
Produit net de l'émission de titres d'emprunt à long terme de Fair Hydro Trust (note 8)	1 206	601
Remboursement de la dette renouvelable adossée à des actifs de Fair Hydro Trust	(900)	-
Distribution versée à la participation sans contrôle	(18)	(15)
Apport de la participation sans contrôle	-	19
Dividende versé au Trésor de la Province (note 21)	(283)	-
Émission de titres d'emprunt à court terme	3 922	1 960
Remboursement sur la dette à court terme	(3 951)	(1 700)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	895	1 582
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et la trésorerie soumise à restrictions	1	-
Augmentation nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	79	48
Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions au début de l'exercice	234	186
Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de l'exercice	313	234

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017
Actifs		
Actif à court terme		
Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions (note 5)	313	234
Titres de capitaux propres	153	188
Montants à recevoir de parties liées (note 23)	483	369
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets	19	23
Stocks de combustible	294	309
Matières et fournitures	103	103
Actifs réglementaires (note 7)	490	-
Charges payées d'avance	116	192
Autres actifs à court terme	167	146
	2 138	1 564
Immobilisations corporelles (note 6)	32 209	29 950
Moins : amortissement cumulé	9 222	8 628
	22 987	21 322
Actifs incorporels (note 6)	467	565
Moins : amortissement cumulé	211	432
	256	133
Goodwill (note 4)	107	-
Autres actifs		
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 10)	17 464	16 701
Créances de financement (note 23)	1 788	1 179
Matières et fournitures à long terme	347	355
Actifs réglementaires (note 7)	6 769	7 231
Participations dans des entités sous influence notable (note 24)	339	309
Autres actifs à long terme	57	28
	26 764	25 803
	52 252	48 822

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre
(en millions de dollars)

	2018	2017
Passif		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer	1 161	1 228
Dette à court terme (note 9)	322	260
Tranche des revenus constatés d'avance échéant à moins d'un an	9	12
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (note 8)	368	398
Impôts sur les bénéfices à payer	37	80
Passifs réglementaires (note 7)	36	-
	1 933	1 978
Dette à long terme (note 8)	7 188	5 921
Autres passifs		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (note 10)	21 225	20 421
Passifs au titre des régimes de retraite (note 13)	3 642	3 423
Passifs au titre des avantages complémentaires de retraite (note 13)	2 697	3 092
Créditeurs et charges à payer à long terme	250	252
Revenus constatés d'avance	410	351
Impôts reportés (note 11)	1 018	879
Passifs réglementaires (note 7)	762	594
	30 004	29 012
Capitaux propres		
Actions ordinaires ¹ (note 16)	5 126	5 126
Actions de catégorie A ² (note 16)	787	519
Bénéfices non répartis	7 292	6 396
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 12)	(243)	(295)
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire	12 962	11 746
Capitaux propres attribuables à la participation sans contrôle (note 26)	165	165
Total des capitaux propres	13 127	11 911
	52 252	48 822

¹ 256 300 010 actions ordinaires en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars aux 31 décembre 2018 et 2017.

² Au 31 décembre 2018, OPG avait 18 343 815 actions de catégorie A émises et en circulation d'une valeur déclarée de 787 millions de dollars (12 217 616 actions de catégorie A émises et en circulation d'une valeur déclarée de 519 millions de dollars au 31 décembre 2017).

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

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration :

Bernard Lord
Président du conseil d'administration

M. George Lewis
Administrateur

ÉTATS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017
Actions ordinaires (note 16)	5 126	5 126
Actions de catégorie A (note 16)		
Solde au début de l'exercice	519	-
Émission d'actions de catégorie A	268	519
Solde à la fin de l'exercice	787	519
Bénéfices non répartis		
Solde au début de l'exercice	6 396	5 534
Reclassement de pertes latentes cumulées sur les titres de capitaux propres dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis (note 3)	(9)	-
Rajustement du solde d'ouverture des bénéfices non répartis pour comptabiliser les incidences fiscales de transferts intragroupes d'actifs (note 3)	(7)	-
	6 380	5 534
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 195	860
Dividende versé au Trésor de la Province (note 21)	(283)	-
Reclassement de la participation sans contrôle par suite de la modification de la participation détenue (note 26)	-	2
Solde à la fin de l'exercice	7 292	6 396
Cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices		
Solde au début de l'exercice	(295)	(295)
Reclassement de pertes latentes cumulées sur les titres de capitaux propres dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis (note 3)	9	-
Reclassement de la participation sans contrôle par suite de la modification de la participation détenue (note 26)	-	3
	(286)	(292)
Autres éléments du résultat étendu	43	(3)
Solde à la fin de l'exercice	(243)	(295)
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire	12 962	11 746
Capitaux propres attribuables à la participation sans contrôle		
Solde au début de l'exercice	165	143
Bénéfice attribuable à la participation sans contrôle	18	21
Distribution versée à la participation sans contrôle	(18)	(15)
Apport en capitaux propres de la participation sans contrôle (note 26)	-	21
Reclassement de la participation sans contrôle par suite de la modification de la participation détenue (note 26)	-	(5)
Solde à la fin de l'exercice	165	165
Total des capitaux propres	13 127	11 911

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

1. DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

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

Au 31 décembre 2018, OPG détenait et exploitait 2 centrales nucléaires, 66 centrales hydroélectriques, 2 centrales thermiques et 1 centrale éolienne en Ontario, au Canada. En novembre 2018, OPG a fait l'acquisition d'une participation de 100 % dans Eagle Creek Renewable Energy, LLC (Eagle Creek), qui détient et exploite des centrales hydroélectriques aux États-Unis. Compte tenu de l'acquisition d'Eagle Creek, OPG détient 63 centrales hydroélectriques et des participations minoritaires dans 13 centrales hydroélectriques et 2 centrales d'énergie solaire dans 13 États américains.

2. MODE DE PRÉSENTATION

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

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

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

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

Tous les montants en dollars sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains montants comparatifs de 2017 ont été reclassés par rapport aux états financiers antérieurement présentés afin de les rendre conformes à la présentation des états financiers consolidés pour 2018.

3. PRINCIPALES MÉTHODES ET ESTIMATIONS COMPTABLES

a) Nouvelles normes comptables à compter de 2018

i) Produits tirés des contrats conclus avec les clients

En mai 2014, le Financial Accounting Standards Board (FASB) a publié la mise à jour Accounting Standards Update (ASU) 2014-09, *Revenue from Contracts with Customers (Topic 606)*, qui remplace la quasi-totalité des lignes directrices existantes sur la comptabilisation des produits faisant partie des PCGR des États-Unis, notamment les lignes directrices sur la comptabilisation selon les secteurs. Selon le principe de base énoncé dans le Topic 606, une entité doit comptabiliser les produits au moment du transfert des biens ou des services promis aux clients selon un montant qui reflète la contrepartie que l'entité s'attend à recevoir en échange de ces biens ou services.

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2018, OPG a adopté le Topic 606 qui s'applique à tous les contrats en cours à la date d'adoption, utilisant l'approche rétrospective modifiée pour mettre en œuvre la transition. Aucune différence dans le moment ou le montant de la comptabilisation des revenus n'a été relevée par suite de l'adoption de la nouvelle norme. En raison de l'adoption du Topic 606, OPG a dû modifier sa méthode comptable relative à la comptabilisation des revenus, comme il est décrit ci-dessous.

a) *Revenus tirés des contrats conclus avec les clients – Production réglementée*

Dans la mesure où OPG détient un permis de producteur valide de la Commission de l'énergie de l'Ontario (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. Le permis de production actuel d'OPG est valide jusqu'en octobre 2023. Les revenus tirés de l'énergie produite par les centrales réglementées d'OPG sont fondés sur des tarifs réglementés établis par la CEO qui comprennent un tarif réglementé de base et, le cas échéant, des avenants tarifaires portant sur le recouvrement ou le remboursement des soldes approuvés des comptes de report et d'écarts (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'électricité en Ontario. La Société a déterminé que cette obligation de prestation est remplie au fil du temps; OPG utilise la méthode de production décrite dans le Topic 606 pour comptabiliser les revenus en appliquant le tarif réglementé de base et les avenants tarifaires pertinents applicables à chaque unité d'électricité produite et mesurée à la SIERE. Cette méthodologie reflète la nature en temps réel de la production d'électricité et l'obligation de prestation sous-jacente, dont aucune partie ne demeure non remplie à la fin de la période applicable de présentation de l'information financière. 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 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 relativement à l'électricité produite par ses centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées font partie des montants liés à l'électricité à recevoir de

la SIERE, ce qui représente le droit inconditionnel d'OPG au paiement pour s'être acquittée de son obligation de prestation, où seul le passage du temps est requis avant la réception du paiement.

Les tarifs de base réglementés actuellement en vigueur pour la production nucléaire et hydroélectrique réglementée d'OPG ont été établis par la décision de la CEO de décembre 2017 et l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 liés à la demande de nouveaux tarifs réglementés d'OPG de 2016 pour la période de 2017 à 2021. Conformément à la décision, les tarifs de base réglementés sont fixés selon une méthode de tarification incitative pour les centrales hydroélectriques et selon un cadre de réglementation incitative adaptée pour les centrales nucléaires. Dans le cas des centrales hydroélectriques, les tarifs de base réglementés sont fixés en augmentant chaque année les tarifs de base réglementés approuvés antérieurement, avec certains ajustements, selon une formule approuvée qui correspond à un facteur d'inflation pondéré propre à l'industrie fondé sur des indices publiés annuellement par la CEO, diminué d'un facteur de productivité supplémentaire.

En ce qui concerne les centrales nucléaires, les tarifs de base réglementés ont été fixés pour la période allant jusqu'au 31 décembre 2021 selon une approche de nivellement des tarifs qui reporte une partie des besoins en revenus tirés de la production nucléaire approuvés en vue d'un recouvrement futur dans le compte de report lié au nivellement des tarifs autorisé par la CEO en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, dans le but de stabiliser les variations du tarif moyen pondéré de l'ensemble de la production nucléaire et hydroélectrique réglementée d'OPG d'une année à l'autre. 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, y compris la dotation aux amortissements 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 réglementés et une provision pour le fonds de roulement. La différence entre la partie non reportée des besoins en revenus annuels tirés de la production nucléaire, calculée en multipliant le tarif réglementé de base pour la production nucléaire établi selon le nivellement des tarifs et les prévisions approuvées par la CEO de la production d'électricité d'OPG pour l'exercice, et le total approuvé des besoins en revenus tirés de la production nucléaire de cet exercice détermine la partie des besoins en revenus reportée en vue d'un recouvrement futur dans le compte de report lié au nivellement des tarifs. Se reporter à la note 7 pour de plus amples renseignements sur l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 et le compte de report lié au nivellement des tarifs.

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

L'électricité produite par les actifs non réglementés en Ontario reçoit le prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario, sauf s'il existe une convention d'approvisionnement en énergie (CAE) ou une autre convention contractuelle. La plupart des actifs de production non réglementés d'OPG en Ontario sont visés par une CAE. La SIERE est la contrepartie à toutes les CAE et autres ententes contractuelles actuellement en vigueur visant la production non réglementée d'OPG en Ontario. Comme l'autorise la mesure de simplification prévue dans le Topic 606, les revenus tirés des centrales qui sont visées par une CAE sont comptabilisés au montant qu'OPG a le droit de facturer mensuellement à la SIERE 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 installations visées au marché de gros de l'énergie de l'Ontario. 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 relativement à l'électricité produite par ses actifs non réglementés en Ontario 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.

À l'heure actuelle, la production d'électricité d'OPG aux États-Unis est assujettie aux ententes d'achat d'électricité (EAE) visant la fourniture d'énergie et de capacité sur les différents marchés, ou reçoit le prix du marché au comptant. Les contreparties aux EAE actuellement en vigueur sont principalement les sociétés locales de services publics d'électricité établies aux États-Unis. Selon les modalités contractuelles de chaque EAE, l'obligation de prestation consiste en la fourniture d'énergie, de capacité, de certificats d'énergie renouvelable (CER) ou une combinaison de ceux-ci. L'obligation ou 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, comme l'autorise la mesure de simplification prévue dans le Topic 606. L'obligation de prestation visant la fourniture des CER est satisfaite à un moment donné, et les revenus sont comptabilisés lorsque les certificats liés aux CER sont délivrés.

En outre, OPG vend et achète de l'électricité sur les marchés interconnectés de l'électricité dans les autres provinces canadiennes et les régions du nord-est et du Midwest des États-Unis. Aux termes de ces ententes, l'obligation de prestation d'OPG consiste à assurer l'approvisionnement en énergie, le règlement financier, ou une capacité, selon le contrat, à une contrepartie dans une zone de contrôle à l'extérieur de l'Ontario. Les gains et les pertes sur contrats de négociation d'énergie (y compris ceux qui seront réglés physiquement) sont présentés au montant net dans les états des résultats consolidés. Ainsi, des achats d'électricité de 40 millions de dollars ont été déduits des revenus en 2018 (15 millions de dollars en 2017).

OPG tire également des revenus autres qu'énergétiques d'un contrat de location-exploitation et d'ententes connexes conclus avec Bruce Power L.P. (Bruce Power) qui visent les centrales nucléaires Bruce. Les ententes connexes concernent les revenus tirés de la vente d'eau lourde, les services de détritiation et les services de gestion des déchets nucléaires. Ces revenus sont comptabilisés au fur et 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 est remplie, conformément aux modalités stipulées dans les contrats respectifs.

c) Comptabilisation des revenus – Revenus locatifs

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

ii) Comptabilisation et évaluation des actifs financiers et des passifs financiers

En janvier 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-01, intitulée *Financial Instruments – Overall: Recognition and Measurement of Financial Assets and Financial Liabilities*. Selon la mise à jour de la ligne directrice, les entités doivent évaluer les titres de capitaux propres à la juste valeur et comptabiliser toute variation de la juste valeur dans le bénéfice net. La mise à jour s'applique à l'exercice 2018 pour OPG, y compris aux périodes intermédiaires. Par conséquent, depuis le 1^{er} janvier 2018, le classement des titres désignés comme étant disponibles à la vente n'est plus possible, et tous gains et pertes latents liés aux titres de capitaux propres sont comptabilisés dans le bénéfice net plutôt que dans les autres éléments du résultat étendu.

Par suite de l'adoption de la nouvelle ligne directrice, la perte cumulative latente après impôts de 9 millions de dollars sur les titres disponibles à la vente présentée dans le cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2017 a été reclassée dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis au 1^{er} janvier 2018. Il n'y a eu aucune autre incidence sur les états financiers consolidés d'OPG lors de l'adoption de la nouvelle ligne directrice, si ce n'est le remplacement de la méthode comptable pour les titres disponibles à la vente par une nouvelle méthode à l'égard des titres de capitaux propres détenus, comme il est décrit sous Titres de capitaux propres.

iii) Transferts intragroupes d'actifs autres que les stocks

En octobre 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-16, *Income Taxes (Topic 740): Intra-Entity Transfers of Assets Other than Inventory*, afin de modifier les lignes directrices existantes en ce qui a trait à la comptabilisation des incidences fiscales des transferts intragroupes d'actifs au sein du groupe consolidé. Depuis le 1^{er} janvier 2018, les entités sont tenues de comptabiliser les incidences fiscales de tous les transferts intragroupes d'actifs, à l'exception des stocks, dès que le transfert a lieu. Auparavant, les entités étaient tenues de reporter la comptabilisation de ces incidences fiscales jusqu'à ce que l'actif ait été vendu à un tiers.

La mise à jour a pris effet le 1^{er} janvier 2018 pour OPG et doit être appliquée selon une approche rétrospective modifiée. À l'adoption de la mise à jour, la Société a comptabilisé un ajustement réduisant de 7 millions de dollars le solde d'ouverture des bénéfices non répartis afin de refléter les passifs d'impôts reportés connexes résultant de l'effet cumulatif du transfert d'actifs d'OPG, autres que les stocks, à UMH Energy Partnership (UMH) et Lower Mattagami Energy Limited Partnership (LME) au cours des exercices précédents. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'autre incidence sur les états financiers consolidés de la Société, si ce n'est un ajout à la méthode comptable d'OPG pour les impôts sur les bénéfices, comme il est décrit sous Impôts sur les bénéfices et crédits d'impôt à l'investissement.

iv) Trésorerie soumise à restrictions – obligations d'informations

En novembre 2016, le FASB a publié l'ASU No. 2016-18 intitulée *Statement of Cash Flows (Topic 230): Restricted Cash (a consensus of the FASB Emerging Issues Task Force)*, qui précise comment les entités doivent présenter la trésorerie soumise à restrictions et les équivalents de trésorerie soumis à restrictions dans l'état des flux de trésorerie. La ligne directrice s'applique à compter de l'exercice 2018 pour OPG, y compris les périodes intermédiaires, et peut être appliquée de manière rétrospective. Les modifications apportées aux obligations d'information par cette mise à jour sont présentées à l'état des flux de trésorerie consolidé et à la note 5.

v) Améliorer la présentation du coût net périodique des prestations de retraite et du coût net périodique des avantages complémentaires de retraite

En mars 2017, le FASB a publié la norme ASU No. 2017-07, *Compensation – Retirement Benefits (Topic 715): Improving the Presentation of Net Periodic Pension Cost and Net Periodic Postretirement Benefit Cost*. En vertu de cette nouvelle norme, les employeurs qui sont les promoteurs de régimes de retraite à prestations définies ou d'autres avantages complémentaires de retraite doivent présenter la composante coût des services rendus du coût net périodique des prestations dans le même poste de l'état des résultats que les autres charges de rémunération découlant des services rendus au cours de la période. Les autres composantes du coût net périodique des prestations doivent être présentées séparément du poste qui comprend le coût des services rendus et hors de tout sous-total du résultat tiré des activités d'exploitation, si pareil sous-total est présenté. En outre, selon la nouvelle ligne directrice, seule la composante coût des services rendus du coût net des prestations est admissible à la capitalisation.

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2018, OPG a adopté les nouvelles dispositions du Topic 715. L'adoption de ces dispositions n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés d'OPG, puisque OPG n'a capitalisé que la composante coût des services rendus du coût des avantages complémentaires de retraite avant l'adoption de la nouvelle ligne directrice. De plus, OPG incluait auparavant la composante coût des services rendus du coût des avantages complémentaires de retraite et des autres charges de rémunération dans les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration à l'état des résultats consolidé et ne présentait pas de sous-total du résultat tiré des activités d'exploitation avant l'adoption de la nouvelle ligne directrice. Ainsi, la nouvelle ligne directrice n'a pas eu d'incidence sur la présentation des états financiers consolidés et n'a pas non plus entraîné de modifications des méthodes comptables d'OPG.

vi) Actifs incorporels – Goodwill et autres

En janvier 2017, le FASB a publié la norme ASU No. 2017-04, *Intangibles – Goodwill and Other (Topic 350): Simplifying the Test for Goodwill Impairment*. Selon le Topic 350, le goodwill doit être soumis à un test de dépréciation au moins une fois l'an au niveau de l'unité d'exploitation. Par suite de cette mise à jour, la deuxième étape du test de dépréciation du goodwill est éliminée, et il n'est plus requis de calculer la juste valeur implicite du goodwill aux fins de l'évaluation de la dépréciation. Selon la mise à jour, la perte de valeur correspondra 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. Ce calcul modifié de la perte de valeur s'applique également aux unités d'exploitation dont la valeur comptable est négative. Cette mise à jour est en vigueur pour les tests de dépréciation annuels ou intermédiaires des exercices ouverts à compter du 15 décembre 2020 et doit être appliquée de façon prospective, quoique l'adoption anticipée est autorisée pour les tests effectués après le 1^{er} janvier 2017. La Société a adopté cette prise de position pour l'exercice ouvert le 1^{er} janvier 2018. L'adoption n'a pas eu d'incidence sur les résultats financiers de la Société pour l'exercice considéré.

b) Base de consolidation

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

Lorsqu'OPG ne détient pas le contrôle d'un placement, mais qu'elle exerce une influence notable sur les politiques d'exploitation et de financement d'une entité émettrice, la participation est comptabilisée à la valeur de consolidation. OPG et TransCanada Energy Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Portlands Energy Centre (PEC), et OPG et ATCO Power Canada Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Brighton Beach (Brighton Beach). En outre, compte tenu de l'acquisition d'Eagle Creek, OPG détient des participations minoritaires dans 12 entités américaines qui exploitent des centrales hydroélectriques ou d'énergie solaire.

Le tableau ci-dessous contient des informations sur les placements d'OPG qui sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence :

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

c) Entités à détenteurs de droits variables

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

Sur cette base, OPG a consolidé deux EDDV, la Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN) et Fair Hydro Trust (la Fiducie).

i) Société de gestion des déchets nucléaires

En 2002, OPG et d'autres producteurs canadiens de déchets nucléaires ont constitué la SGDN, société distincte, conformément à la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire* (Canada) (LDCN). Le principal mandat à long terme de la SGDN est d'implanter une approche pour régler le problème de gestion à long terme du combustible nucléaire irradié au Canada. OPG détient la majorité des droits de vote au conseil d'administration de la SGDN et au niveau des membres. Selon la LDCN, les propriétaires de déchets de combustible nucléaire 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.

ii) Fair Hydro Trust (fiducie pour des frais d'électricité équitables ou Fiducie)

En 2017, le gouvernement de l'Ontario précédent a mis en œuvre le plan ontarien pour l'équité dans le secteur de l'électricité visant à réduire les frais d'électricité pour des clients précis de la province en reportant et en refinançant une partie des coûts du rajustement global sur une période plus longue. Le rajustement global comprend l'écart entre le prix d'équilibre du marché de l'électricité de l'Ontario utilisé pour répartir la production et les prix payés aux producteurs liés par contrat et aux producteurs réglementés de la province, et le coût des programmes de conservation et de gestion de la demande. Le 1^{er} juin 2017, la *Loi de 2017 pour des frais d'électricité équitables de l'Ontario* (la Loi pour des frais d'électricité équitables) a reçu la sanction royale, et les règlements en vertu de cette loi sont entrés en vigueur en juin 2017. En vertu de la loi, la SIERE a reporté une partie des coûts du rajustement global en 2017 et en 2018. La loi permet à la SIERE de transférer une partie des coûts reportés à une entité de financement qui financerait le report en échange d'un droit irrévocable de recouvrer le solde et les frais de financement et autres frais connexes auprès de consommateurs déterminés dans l'avenir (participation d'investissement). La loi a nommé OPG à titre de gestionnaire des services financiers en vertu de la loi et a conféré au gestionnaire des services financiers des obligations légales, y compris la création d'une ou de plusieurs entités de financement qui peuvent acquérir une participation d'investissement auprès de la SIERE.

En décembre 2017, la Fiducie a été formée en tant qu'entité distincte afin de constituer l'entité de financement envisagée par la Loi pour des frais d'électricité équitables. Le porteur de parts majoritaire et bénéficiaire de la Fiducie est une filiale entièrement détenue d'OPG et la situation financière ainsi que les résultats de la Fiducie sont consolidés dans les résultats financiers d'OPG. D'un point de vue juridique, les actifs et passifs de la Fiducie ne font pas partie des actifs et passifs d'OPG et vice-versa, conformément à l'article 53.1 (1.4) de la *Loi de 1998 sur l'électricité de l'Ontario*. Immédiatement après la formation de la Fiducie, OPG a conclu une convention de gestion avec la Fiducie qui confère à OPG les pouvoirs et les fonctions de gestion de la Fiducie, y compris ceux de décider de l'acquisition d'une participation d'investissement auprès de la SIERE, de négocier et d'exécuter toutes les conventions, de respecter toutes les exigences en matière de présentation de l'information et d'administrer toutes les activités quotidiennes de la Fiducie.

Afin de financer l'acquisition d'une participation d'investissement auprès de la SIERE, la Fiducie a contracté des dettes de premier rang sur les marchés financiers et des dettes subordonnées auprès d'OPG. L'investissement de la Fiducie nécessite des montants de financement et d'autres frais connexes. La Fiducie dispose d'un montant de capitaux propres à risque minimal pour financer ses activités.

OPG exerce un contrôle sur les principales activités de la Fiducie. La direction a conclu qu'OPG détient des droits variables dans la Fiducie, dont OPG est le principal bénéficiaire, en raison de l'obligation d'absorber les pertes par la détention de la dette subordonnée de la Fiducie. Par conséquent, les montants applicables dans les comptes de la Fiducie, après élimination des opérations intersociétés, sont consolidés.

d) Utilisation des estimations de la direction

La préparation d'états financiers consolidés selon les PCGR des États-Unis exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui 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 établir les soldes des obligations au

titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les coûts associés à la mise hors service d'immobilisations capitalisés dans les immobilisations corporelles, les impôts sur les bénéfices (y compris les impôts reportés), les éventualités, les actifs et les passifs réglementaires, le goodwill et les actifs incorporels, l'évaluation des instruments et des placements dans des fonds distincts, la dotation aux amortissements et les stocks. Les montants réels pourraient grandement différer de ces estimations.

e) Regroupements d'entreprises et goodwill

La Société comptabilise les acquisitions d'entités ou d'actifs qui correspondent à la définition d'une unité économique à titre de regroupements d'entreprises. Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés au moyen de la méthode de l'acquisition. Les actifs acquis et les passifs pris en charge lors 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 comprend les coûts d'acquisition.

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.

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) 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.

h) Actifs incorporels

Les actifs incorporels sont comptabilisés au coût. Les actifs incorporels qui ne sont pas considérés comme ayant une durée de vie indéterminée sont amortis au moyen de la méthode d'amortissement qui reflète le rythme selon lequel

l'entité s'attend à consommer les avantages économiques futurs ou selon la méthode linéaire si le rythme ne peut être déterminé facilement. L'amortissement des actifs incorporels est pris en compte dans la dotation aux amortissements dans l'état des résultats consolidé. Les actifs incorporels sont soumis à un test de dépréciation et, s'ils se sont dépréciés, la valeur comptable est réduite du montant de la perte de valeur.

Au 31 décembre 2018, 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
Principaux logiciels d'application et logiciels informatiques	de 3 à 5 ans

Les 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.

i) 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 coûts d'enlèvement d'immobilisations qui n'ont pas fait l'objet d'une provision spécifique au cours de la période considérée sont imputés aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration au moment où ils sont engagés. Les frais de réparation et de maintenance sont imputés aux résultats 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 2018, les périodes d'amortissement des immobilisations corporelles se présentaient comme suit :

Centrales nucléaires et principales composantes	de 5 à 74 ans ¹
Centrales hydroélectriques et principales composantes	de 3 à 100 ans
Centrales thermiques et principales composantes	de 5 à 50 ans
Installations d'administration et de service	de 3 à 60 ans
Ordinateurs	12 % à 40 % par année
Matériel de service	de 3 à 10 ans

¹ Au 31 décembre 2018, aux fins de l'amortissement, les fins de vie des centrales nucléaires Darlington, Pickering, Bruce A et Bruce B se situaient entre 2022 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 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.

j) Dépréciation d'actifs

Les actifs à long terme 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 constatée. Cette perte de valeur correspond à l'excédent 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.

k) 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 54 centrales hydroélectriques situées en Ontario et les centrales nucléaires Pickering et Darlington (collectivement les installations réglementées ou visées par un règlement). Les tarifs réglementés d'OPG pour ces installations sont établis par la CEO.

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

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

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

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

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

Depuis le 1^{er} novembre 2014, la CEO limite les montants relatifs aux coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite compris dans le calcul des besoins en revenus approuvés et des tarifs réglementés, et aux dépenses au comptant de la Société pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite se rapportant aux activités à tarifs réglementés. L'écart entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établis selon la comptabilité d'engagement appliquée dans les états financiers consolidés audités et les dépenses au comptant réelles d'OPG pour ces régimes est saisi dans le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement pour examen futur par la CEO.

En 2017, la CEO a publié un rapport décrivant les principes directeurs et la politique sur les mécanismes de recouvrement des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite des services publics à tarifs réglementés des secteurs de l'électricité et du gaz naturel de l'Ontario. Selon le rapport, la méthode de la comptabilité d'engagement est celle qui doit être utilisée pour déterminer les montants des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite aux fins de l'établissement des tarifs, sauf si la CEO détermine que les tarifs établis selon cette méthode ne sont pas justes et raisonnables compte tenu de la situation d'un service public en particulier. Le rapport de la CEO, ainsi que la décision de la CEO de décembre 2017 et l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 relativement aux nouveaux tarifs réglementés d'OPG en vigueur le 1^{er} juin 2017 exigent

qu'OPG continue de comptabiliser les écarts entre les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite à payer et les paiements au comptant dans le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement.

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 de 614 millions de dollars comptabilisé dans le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement 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 du compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement au 31 décembre 2017.

De l'avis de la Société, les décisions de la CEO de novembre 2014 et de décembre 2017 concernant les demandes de tarifs réglementés d'OPG ne constituent pas une modification de la méthode de recouvrement au moyen des tarifs des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG. Compte tenu du fondement de ces décisions, du rapport ultérieur de la CEO qui a établi que la méthode de la comptabilité d'engagement était la méthode de calcul par défaut des montants des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite aux fins de l'établissement des tarifs et de l'approbation de la décision et de l'ordonnance de février 2019 de la CEO, la Société continue de penser qu'il y a une probabilité suffisante que les montants non amortis relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite qui n'ont pas encore été reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu seront inclus dans les tarifs réglementés futurs ou dans un compte réglementaire pour recouvrement futur autorisé par la CEO étant donné qu'ils sont comptabilisés dans les coûts des prestations. De même, la Société continue de penser qu'il y a une probabilité suffisante que seront recouverts, après le 31 décembre 2017, les montants comptabilisés dans le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement, sous réserve de l'approbation future de la CEO. Par conséquent, la Société continue de comptabiliser un actif réglementaire pour ces soldes.

La décision et l'ordonnance de la CEO relatives à la demande d'août 2018 d'OPG et au compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement sont analysées en détail à la note 7.

l) 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 déchets radioactifs 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. 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 inclus 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.

m) 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 radioactif et certains frais de stockage du combustible irradié engagés après la fermeture des centrales nucléaires, tandis que le Fonds distinct de déclassement a été établi pour financer les coûts de l'enlèvement des immobilisations nucléaires et de la gestion à long terme des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité et certains frais de stockage du combustible 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 les pertes réalisés et latents étant comptabilisés dans les états des résultats consolidés d'OPG.

n) Créances de financement

Les créances de financement d'OPG comprennent le droit actuel et irrévocable de la Fiducie de recouvrer dans l'avenir les paiements auprès de consommateurs en particulier, conformément à la Loi pour des frais d'électricité équitables et à la réglementation générale connexe. Ces montants sont fixés en fonction du prix de transaction convenu avec la SIERE aux conditions du marché au moment de l'acquisition et sont ensuite évalués selon la méthode du coût amorti. L'amortissement est fondé sur la méthode du taux d'intérêt effectif.

o) 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 imputés aux résultats à mesure qu'ils sont engagés.

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

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

p) 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.

q) Titres de capitaux propres

Les titres de capitaux propres détenus par OPG sont évalués à la juste valeur, et les gains et les pertes latents attribuables à la variation de la juste valeur sont comptabilisés dans les autres gains et pertes à l'état des résultats consolidé. 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 prix de transaction.

r) Écart de conversion

La monnaie fonctionnelle de toutes les filiales importantes d'OPG est le dollar canadien, sauf celle d'Eagle Creek et de ses filiales, 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 du bilan consolidé. Les gains et les pertes de change sur le règlement des transactions et la conversion des actifs monétaires et des passifs monétaires sont comptabilisés dans l'état des résultats consolidé.

Les résultats et la situation financière de toutes les 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.

s) Recherche et développement

Les frais de recherche et de développement sont passés en charges au moment où ils sont engagés. Les frais de recherche et de développement engagés pour régler des obligations à long terme pour lesquelles des provisions spécifiques existent déjà, comme les passifs nucléaires, sont imputés au passif correspondant.

t) Contrats de location

Aux fins de la présentation de l'information financière, les contrats de location sont évalués et classés comme contrats de location-exploitation 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 minimums au titre de la location. 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-exploitation. Les paiements effectués dans le cadre d'un contrat de location-exploitation, sauf les loyers conditionnels, sont comptabilisés à titre de charges à l'état des résultats consolidé 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-exploitation, sauf les loyers conditionnels, l'écart est constaté d'avance et présenté aux bilans consolidés dans les actifs ou les passifs.

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. Eagle Creek offre un régime d'épargne à cotisations déterminées aux employés admissibles, selon une formule de cotisations jumelées de l'employeur. Des avantages postérieurs à l'emploi sont aussi offerts par la SGDN, qui est consolidée dans les résultats financiers d'OPG. 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 liées aux régimes de retraite à prestations déterminées et aux 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 liées aux régimes de retraite à prestations déterminées et aux avantages complémentaires de retraite dépendent de diverses hypothèses démographiques (comme les taux de mortalité et l'âge de départ à la retraite) et économiques (comme les taux d'intérêt, les échelons salariaux, l'inflation et la hausse des coûts des soins de santé), les gains et 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 liées aux régimes de retraite à prestations déterminées et aux 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 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 pour les prestations de retraite et les avantages complémentaires de retraite. L'incidence de ces réévaluations et de ces écarts est immédiatement comptabilisée comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés pour les prestations d'invalidité prolongée.

Les taux d'actualisation, qui sont représentatifs du rendement d'obligations de sociétés notées AA, sont utilisés pour calculer la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs prévus à la date d'évaluation afin d'établir les obligations au titre des prestations projetées pour les régimes d'avantages sociaux de la Société. Un taux d'actualisation moins élevé se traduit par une augmentation des obligations au titre des prestations et des coûts des avantages. OPG utilise une approche fondée sur une courbe intégrale de rendements pour estimer les composantes coût des services rendus et frais d'intérêts des régimes de retraite à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite en vertu de laquelle les taux au comptant spécifiques sur la courbe des rendements sont utilisés pour établir les obligations au titre des prestations projetées. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes 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 de titres de capitaux propres, de titres d'emprunt 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. Les actifs de la caisse de retraite 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. Une valeur liée au marché 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 au titre des services passés ou les crédits comptabilisés et les gains ou pertes actuariels comptabilisés, 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 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 composantes des coûts au titre des régimes de retraite et 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 prestations 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 coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, comme il a été mentionné plus haut.

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

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

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) 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 liées aux activités d'Eagle Creek sont assujetties à l'impôt sur le revenu fédéral et étatique aux États-Unis en vertu du *Internal Revenue Code* des États-Unis et des codes de l'impôt sur le revenu des États. Ces filiales produisent des déclarations de revenus et paient des impôts dans les territoires applicables, comme l'exigent ces codes.

Les activités d'OPG sont complexes, et le calcul de la charge fiscale nécessite l'interprétation de divers lois et règlements relatifs à l'impôt. OPG a pris certaines positions à l'égard du calcul de sa charge fiscale. Ces positions en matière de déclaration de revenus pourraient être contestées, y compris par le ministère des Finances de l'Ontario, et certaines pourraient même être refusées, ce qui pourrait donner lieu à une modification importante de la charge fiscale d'OPG en cas de nouvelle cotisation. Une modification de la charge fiscale par suite d'une nouvelle cotisation qui aurait une incidence sur les activités réglementées pourrait être recouvrable auprès des clients ou remboursable

à ceux-ci au moyen du compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes et du compte d'écarts des CII aux fins de la RS&DE autorisés par la CEO.

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Selon la méthode axée sur le bilan, les actifs et les 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 les passifs d'impôts reportés est imputée aux résultats dans la période où la modification entre en vigueur.

Si la direction établit 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 se réaliser.

OPG constate les impôts reportés associés à ses activités réglementées et comptabilise un actif 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

i) Comptabilisation des contrats de location

En février 2016, le FASB a publié l'ASU No. 2016-02, *Leases (Topic 842)*, pour remplacer les lignes directrices actuelles en matière de comptabilisation des contrats de location en vertu de *Leases (Topic 840)*. La mise à jour apporte de nombreuses modifications à la ligne directrice, en particulier pour les locataires, et vise à améliorer la transparence et la comparabilité de l'information entre les entreprises en exigeant de comptabiliser les actifs au titre de droits d'utilisation en vertu des contrats de location et les passifs découlant des contrats de location dans le bilan. La norme est en vigueur pour l'exercice ouvert à compter du 15 décembre 2018, y compris les périodes intermédiaires comprises dans cet exercice.

En vertu des lignes directrices relatives à la nouvelle norme sur les contrats de location, les entités doivent adopter une approche rétrospective modifiée pour les contrats de location en cours ou les contrats de location conclus après le début de la première période de comparaison présentée dans les états financiers pour la période d'adoption. Selon cette méthode, le Topic 842 serait effectivement mis en œuvre en comptabilisant tout ajustement découlant de la transition au début de la première période comparative présentée dans les états financiers de l'entité. Une application rétrospective intégrale est interdite. En juillet 2018, le FASB a publié l'ASU No. 2018-11, *Leases (Topic 842) – Targeted Improvements* en vertu de laquelle les entités peuvent recourir à une méthode de transition facultative supplémentaire pour appliquer la nouvelle norme de comptabilisation des contrats de location à la date d'entrée en vigueur, le 1^{er} janvier 2019. L'incidence cumulative de l'adoption de la nouvelle norme serait comptabilisée à titre d'ajustement des soldes d'ouverture au cours de la période initiale d'adoption, les périodes comparatives continuant d'être présentées conformément au Topic 840, y compris les informations à fournir. La Société appliquera cette méthode de transition à la mise en œuvre du Topic 842.

Le FASB a également publié l'ASU No. 2018-01, *Land Easement Practical Expedient for Transition to Topic 842* en janvier 2018. Les modifications qui y sont apportées permettent à une entité de choisir de ne pas évaluer en vertu du Topic 842 les contrats de servitude qui existent ou qui ont expiré avant l'adoption par l'entité de la nouvelle norme sur les contrats de location et qui n'étaient pas comptabilisés auparavant comme des contrats de location en vertu du Topic 840. La Société recourra à cette mesure de simplification au moment de la mise en œuvre du Topic 842.

OPG adoptera également l'ensemble des mesures de simplification dans le cadre de la mise en œuvre du Topic 842, selon lequel la Société n'est pas tenue de réévaluer si les contrats en cours ou expirés contiennent des contrats de location, le classement des contrats de location et le traitement comptable actuel des coûts directs initiaux. De plus, la Société combinera les composantes locatives et autres que locatives de tous les contrats de location et comptabilisera une seule charge locative, qu'elle soit le preneur ou le bailleur aux termes du contrat, une mesure de simplification autorisée dans le cadre de la mise en œuvre de la disposition transitoire contenue dans le Topic 842. Enfin, OPG se prévaut de l'exemption relative aux contrats de location à court terme, de sorte qu'aucun passif au titre du contrat de location ni aucun actif lié au droit d'utilisation ne sera comptabilisé pour les contrats d'une durée de 12 mois ou moins, dans la mesure où ils ne comportent aucune option d'achat de l'actif sous-jacent que la Société, à titre de preneur, a la certitude raisonnable de ne pas exercer.

La Société a mis en œuvre un cadre global de gouvernance de projets afin de surveiller la transition aux lignes directrices sur les contrats de location, prévoyant la mise sur pied d'un comité directeur, d'un comité des parties prenantes et de mise en œuvre, d'un bureau de gestion de projet et de différents groupes de travail afin d'évaluer et de mettre en œuvre la nouvelle norme. Les groupes de travail sont composés de parties prenantes mixtes de la fonction finances et d'autres fonctions qui participent à la mise en œuvre financière et opérationnelle de la norme. La direction a mené les procédures visant à répertorier l'ensemble des contrats de location que la Société a conclus et a pratiquement achevé la quantification de l'incidence prévue de l'adoption de la nouvelle norme à compter du 1^{er} janvier 2019. La Société continue d'évaluer l'incidence de l'acquisition d'Eagle Creek sur la transition au Topic 842, mais a pratiquement achevé la quantification de l'incidence estimative des contrats de location. Compte tenu d'Eagle Creek, la Société prévoit comptabiliser des passifs au titre des contrats de location et des actifs liés au droit d'utilisation totaux se situant entre environ 80 millions de dollars et environ 110 millions de dollars dans le cadre de sa transition au Topic 842, sans ajustement prévu aux bénéfices non distribués d'ouverture.

La Société appliquera la nouvelle norme sur les contrats de location dans ses états financiers consolidés intermédiaires du premier trimestre de 2019 et évalue actuellement les informations supplémentaires exigées en vertu de la nouvelle norme.

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

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

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

En août 2018, le FASB a publié l'ASU No. 2018-13, *Fair Value Measurement (Topic 820): Disclosure Framework – Changes to Disclosure Requirements for Fair Value Measurement* afin de continuer à améliorer l'efficacité de l'information à fournir dans les états financiers à l'intention des utilisateurs des états financiers. En vertu des nouvelles directives prescrites dans cette mise à jour, les entités doivent fournir des informations supplémentaires sur les évaluations de la juste valeur d'instruments financiers de niveau 3 détenus à la fin de la période de présentation de l'information. Cette modification a également clarifié les directives existantes concernant l'incertitude relative à l'évaluation et les placements dans des entités qui calculent la valeur liquidative. Cette mise à jour s'applique aux exercices et aux périodes intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2019, l'adoption anticipée étant permise. Les informations supplémentaires découlant de cette mise à jour seront appliquées de façon prospective. OPG évalue ses évaluations de la juste valeur actuelles pour déterminer l'incidence des modifications à cette mise à jour.

4. ACQUISITION D'EAGLE CREEK RENEWABLE ENERGY LLC

Le 27 novembre 2018, OPG a acquis une participation de 100 % dans Eagle Creek Renewable Energy, LLC pour un prix total d'acquisition d'environ 298 millions de dollars américains (386 millions de dollars canadiens), sous réserve d'un ajustement lié au fonds de roulement et d'autres ajustements d'usage. Les coûts de transaction liés à l'acquisition ont été passés en charges à l'état des résultats consolidé en 2018.

Eagle Creek est une plateforme d'hydroélectricité qui détient des participations dans 76 centrales hydroélectriques et deux centrales solaires aux États-Unis. La plupart des installations d'Eagle Creek sont exploitées dans les secteurs du marché de l'électricité de la Nouvelle-Angleterre, du Midwest et de New York. L'acquisition d'Eagle Creek représente une occasion d'accroître la portée géographique du portefeuille de production d'électricité renouvelable d'OPG, en faisant l'acquisition d'actifs de production d'énergie propre additionnels qui s'inscrivent dans la stratégie d'OPG. Eagle Creek dégage des revenus en fournissant de l'électricité dans le cadre de conventions d'approvisionnement en énergie et en capacité à long terme et en offrant de l'énergie et de la capacité sur les marchés de gros de l'électricité au comptant.

La répartition provisoire du prix d'acquisition d'Eagle Creek est estimée comme suit, au moyen du taux de change en vigueur à la date d'acquisition, soit 1,00 \$ US = 1,3289 \$ CA.

(en millions de dollars)	
Actif à court terme	39
Immobilisations corporelles	500
Actifs incorporels	109
Goodwill	104
Autres actifs à long terme	36
Total de l'actif	788
Passif à court terme	92
Dette à long terme	284
Passifs d'impôts reportés	23
Autres passifs à long terme	3
Total des passifs	402
Total du prix d'acquisition	386
Trésorerie acquise dans le cadre de l'acquisition d'Eagle Creek	(28)
Total du prix d'acquisition, déduction faite de la trésorerie acquise	358

Le calcul de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris est fondé sur les estimations et hypothèses provisoires de la direction et tient compte de la juste valeur de la contrepartie versée, laquelle est assujettie à un ajustement lié au fonds de roulement et à d'autres ajustements d'usage. Les parties à l'acquisition établissent actuellement les ajustements liés au fonds de roulement. La Société continuera d'examiner l'information et procédera à d'autres analyses avant d'établir la juste valeur définitive des actifs acquis et des passifs repris au cours de la période permise de 12 mois suivant la date d'acquisition conformément aux PCGR des États-Unis, y compris l'établissement de la juste valeur des immobilisations corporelles acquises des composantes.

Le goodwill représente l'excédent du prix d'acquisition sur la juste valeur globale des actifs nets acquis. Les facteurs ayant contribué au montant comptabilisé à titre de goodwill comprennent les synergies qui seront réalisées à partir d'une centrale hydroélectrique complémentaire, la possibilité d'utiliser Eagle Creek en tant que vecteur de croissance future des activités aux États-Unis, la diversification géographique des activités et l'accès à des membres de la haute direction chevronnée. Le goodwill comptabilisé à la suite de l'acquisition est présenté dans le secteur Production visée par contrat et autre.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, 7 millions de dollars ont été comptabilisés au titre des revenus et néant au titre du bénéfice net provenant d'Eagle Creek dans les états du résultat consolidés d'OPG. Le tableau ci-dessous présente les revenus et le bénéfice net pro forma consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017, en supposant que l'acquisition d'Eagle Creek avait eu lieu le 1^{er} janvier 2017 et qu'elle avait été financée à cette date. Le bénéfice net pro forma comprend l'incidence des ajustements de juste valeur découlant de la répartition provisoire du prix d'acquisition susmentionnée et des ajustements nécessaires pour tenir compte des frais de financement comme si l'acquisition d'Eagle Creek avait été financée le 1^{er} janvier 2017. Les charges non récurrentes liées à l'acquisition sont exclues du bénéfice net pro forma.

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
Revenus	5 595	5 207
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 163	845

Cette information pro forma ne prétend pas représenter ce que les résultats d'exploitation réels de la Société auraient été si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2017, ni prédire les résultats d'exploitation pour les périodes futures.

5. TRÉSORERIE, ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE ET TRÉSORERIE SOUMISE À RESTRICTIONS

La trésorerie, les équivalents de trésorerie et la trésorerie soumise à restrictions aux 31 décembre comprennent ce qui suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
Trésorerie et équivalents de trésorerie	196	230
Trésorerie soumise à restrictions	117	4
Total de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	313	234

Le produit des émissions d'obligations vertes d'OPG vise un objectif restreint et ne doit servir qu'à financer des placements admissibles qui offrent des avantages environnementaux tangibles, tels qu'ils sont définis dans le cadre de référence pour les obligations vertes d'OPG. Le produit net tiré de la première émission d'obligations vertes de 450 millions de dollars en juin 2018 doit servir à financer des projets hydroélectriques admissibles et est détenu dans un compte distinct. Au cours de l'exercice 2018, environ 363 millions de dollars ont été prélevés du compte distinct, représentant les fonds investis dans les projets hydroélectriques admissibles à partir du deuxième semestre de 2016 jusqu'au troisième trimestre de 2018. En février 2019, 36 millions de dollars ont été prélevés du compte distinct, représentant les fonds investis dans les projets hydroélectriques admissibles au quatrième trimestre de 2018. Au 31 décembre 2018, le solde de la trésorerie soumise à restrictions lié à l'émission des obligations vertes était de 84 millions de dollars (néant au 31 décembre 2017). Pour plus de détails sur les émissions d'obligations vertes, se reporter à la note 8.

Certains comptes de trésorerie détenus dans Eagle Creek sont soumis à restrictions à des fins prescrites, y compris le service de la dette, l'assurance et à des fins générales de garantie, conformément aux ententes contractuelles applicables. Au 31 décembre 2018, le solde de la trésorerie soumise à restrictions détenu par Eagle Creek était de 17 millions de dollars.

Le montant en dépôt détenu par la Fiducie est soumis aux restrictions contractuelles de l'acte de fiducie cadre de la Fiducie. Tous les comptes bancaires de la Fiducie sont au nom et sous le contrôle exclusif de son fiduciaire désigné dans l'acte de fiducie. Les montants en dépôt sont soumis à des restrictions quant à l'objet, et la distribution de l'utilisation est sous réserve de l'ordre de priorité de paiement décrit dans l'acte de fiducie cadre de la Fiducie. Au 31 décembre 2018, le solde de la trésorerie soumise à restrictions lié à la Fiducie s'élevait à 16 millions de dollars (4 millions de dollars au 31 décembre 2017).

6. IMMOBILISATIONS CORPORELLES, ACTIFS INCORPORELS ET AMORTISSEMENT

Les immobilisations corporelles aux 31 décembre se composaient de ce qui suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
Centrales nucléaires	12 437	11 985
Centrales hydroélectriques réglementées	9 702	9 566
Centrales de production visée par contrat et autre	4 527	3 935
Autres immobilisations corporelles	355	372
Constructions en cours	5 188	4 092
	32 209	29 950
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	9 069	8 480
Autres immobilisations corporelles	153	148
	9 222	8 628
	22 987	21 322

Les constructions en cours aux 31 décembre étaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
Réfection de la centrale Darlington	4 552	3 507
Autres	636	585
	5 188	4 092

En 2018, les intérêts capitalisés dans les travaux de construction en cours se sont élevés à 191 millions de dollars (162 millions de dollars en 2017) à un taux moyen de 5 % (5 % en 2017).

Les actifs incorporels aux 31 décembre étaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
Centrales nucléaires	28	122
Centrales hydroélectriques réglementées	7	6
Centrales de production visée par contrat et autre	119	5
Logiciels et autres actifs incorporels	263	393
Aménagement en cours	50	39
	467	565
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	28	123
Logiciels et autres actifs incorporels	183	309
	211	432
	256	133

La dotation aux amortissements, y compris les montants comptabilisés dans les comptes réglementaires autorisés par la CEO, pour les exercices clos les 31 décembre se présentait comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
Amortissement des immobilisations corporelles	617	649
Amortissement des actifs incorporels	35	30
Montants comptabilisés dans les comptes réglementaires et d'écarts et de report	86	-
Amortissement des actifs et passifs réglementaires (note 7)	46	-
	784	679

7. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
Actifs réglementaires		
<i>Comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO</i>		
Compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement	783	614
Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	673	716
Compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire	449	360
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	141	121
Autres comptes d'écarts et de report	118	124
	2 164	1 935
Revenus déficitaires de la période intermédiaire	519	544
Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 13)	3 514	3 855
Impôts reportés	1 062	897
Total des actifs réglementaires	7 259	7 231
Moins : tranche à court terme	490	-
Actifs réglementaires à long terme	6 769	7 231
Passifs réglementaires		
<i>Comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO</i>		
Compte d'écarts lié aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	220	140
Compte d'écarts relatifs aux conditions hydrologiques	191	150
Incidence découlant du compte de report lié aux changements dans les dates de fin de vie de la centrale Pickering (31 décembre 2017)	124	-
Compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie des centrales nucléaires (31 décembre 2015)	103	103
Autres comptes d'écarts et de report	160	201
Total des passifs réglementaires	798	594
Moins : tranche à court terme	36	-
Passifs réglementaires à long terme	762	594

Par suite de son approbation, en mars 2017, d'une entente de règlement partiel conclue entre OPG et les intervenants sur un ensemble limité de questions relatives à la demande d'OPG de mai 2016 visant de nouveaux tarifs réglementés pour la période 2017-2021 et de sa décision de décembre 2017 de même que l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 liés à la demande, la CEO a approuvé la demande d'OPG de recouvrer un montant totalisant 305 millions de dollars liés aux soldes des comptes d'écarts et de report comptabilisés antérieurement, sans ajustements. À l'exception du compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement, et du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, le montant approuvé de 305 millions de dollars prévoit le recouvrement des soldes du 31 décembre 2015 dans tous les comptes réglementaires de la Société, diminués des montants approuvés antérieurement aux fins de recouvrement, ou de remboursement, en 2016, sur une période de 34 mois, soit du 1^{er} mars 2018 au 31 décembre 2020. Le recouvrement du compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement n'a pas été pris en compte dans la demande de mai 2016. Le recouvrement du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite compris dans le montant

approuvé de 305 millions de dollars a été établi en fonction des périodes de recouvrement précédemment autorisées par la CEO, soit le recouvrement de 10/12 du solde du compte au 31 décembre 2012 sur une période de 144 mois se terminant le 31 décembre 2024 et le recouvrement des montants comptabilisés dans le compte en 2013 et 2014 sur une période de 72 mois se terminant le 30 juin 2021.

L'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 a autorisé le recouvrement par OPG de 15 % du montant de 305 millions de dollars entre le 1^{er} mars 2018 et le 31 décembre 2018, de 50 % entre le 1^{er} janvier 2019 et le 31 décembre 2019 et de 35 % entre le 1^{er} janvier 2020 et le 31 décembre 2020, au moyen d'avenants sur la production nucléaire et la production hydroélectrique réglementée. Tout sous-recouvrement ou recouvrement en trop du solde approuvé attribuable aux écarts entre la production réelle et la production prévue est comptabilisé dans le compte d'écarts et de report relatif aux montants recouvrés en trop et aux sous-recouvrements pour la production nucléaire et dans le compte semblable pour la production hydroélectrique autorisés par la CEO.

L'amortissement des actifs réglementaires et des passifs réglementaires pour les soldes des comptes réglementaires dont la cession a été approuvée par l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 de la CEO est comptabilisé selon la méthode linéaire, avec prise d'effet le 1^{er} mars 2018, d'après la partie des soldes dont le recouvrement pendant la période applicable a été approuvé. Au cours de la période du 1^{er} janvier 2017 au 28 février 2018, OPG n'a ni recouvré ni remboursé les soldes des comptes d'écarts et de report et n'a pas comptabilisé d'amortissement lié aux actifs et passifs réglementaires pour ces comptes.

L'approbation par la CEO de l'entente de règlement partiel conclue relativement à la demande d'OPG de mai 2016 et la décision de la CEO de décembre 2017 de même que l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 ont prévu le maintien de tous les comptes d'écarts et de report applicables qui existaient déjà à compter du 1^{er} juin 2017. Pour la période du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2018, OPG a constaté des actifs réglementaires et des passifs réglementaires au titre des ajouts comptabilisés dans les comptes réglementaires conformément à ces décisions et à l'ordonnance relativement aux montants reflétés dans les tarifs réglementés en vigueur depuis le 1^{er} juin 2017. Pour la période du 1^{er} janvier 2017 au 31 mai 2017, 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 antérieures de la CEO, relativement aux montants reflétés dans les tarifs réglementés en vigueur avant le 1^{er} juin 2017.

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 1,50 % à 2,17 % par année pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (de 1,10 % à 1,50 % par année pour l'exercice clos le 31 décembre 2017).

En août 2018, conformément à la décision de la CEO de décembre 2017, OPG a déposé auprès de la CEO une demande d'utilisation du compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement au 31 décembre 2017 et des soldes accumulés entre le 1^{er} janvier 2016 et le 31 décembre 2017 dans d'autres comptes réglementaires. Le 21 février 2019, la CEO a rendu une décision et une ordonnance approuvant l'entente de règlement complet conclue entre OPG et les intervenants au sujet de l'utilisation des comptes réglementaires demandée par OPG, ce qui a donné lieu à l'approbation du recouvrement d'un montant total de 1 322 millions de dollars comptabilisé dans ces comptes et de 204 millions de dollars en incidences fiscales connexes, sans ajustement. Ces incidences fiscales étaient auparavant comptabilisées à titre d'actif réglementaire au titre des impôts reportés.

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

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

La décision et l'ordonnance de la CEO ont autorisé le recouvrement de 535 millions de dollars des soldes approuvés au moyen d'avenants supplémentaires sur les tarifs nucléaires et hydroélectriques réglementés pour la période du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2021. Les soldes approuvés restants seront recouverts après 2021.

La variation des actifs et des passifs réglementaires pour 2018 et 2017 se présentait comme suit :

	Compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complé- mentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement	Compte d'écart au titre des coûts liés aux régimes de retraite et des avantages complé- mentaires de retraite	Compte d'écart au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complé- mentaires de retraite	Compte d'écart lié aux conditions hydrologiques des centrales hydro- électriques	Compte de report lié aux changements dans les dates de fin de vie de la centrale Pickering	Compte de report lié aux changements dans les dates de fin de vie des centrales	Autres comptes d'écart et de report de la période intermédiaire (montant net)	Compte de report au titre des revenus déficiaires de la période intermédiaire	Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et d'avantages complémen- taires de retraite	Impôts reportés	Total
<i>(en millions de dollars)</i>											
Actifs (passifs) réglementaires, montant net au 1 ^{er} janvier 2017	497	716	210	95	(51)	(71)	(23)	-	3 392	838	5 545
Augmentation (diminution)	117	-	146	25	(98)	(32)	(52)	544	463	59	1 091
Intérêts	-	-	4	1	(1)	-	(2)	-	-	-	-
Actifs (passifs) réglementaires, montant net au 31 décembre 2017	614	716	360	121	(150)	(103)	(77)	544	3 855	897	6 637
Augmentation (diminution)	169	-	94	12	(40)	-	30	(25)	(341)	165	(133)
Intérêts	-	-	7	1	(3)	-	1	-	-	-	3
Amortissement	-	(43)	(12)	7	2	-	4	-	-	-	(46)
Actifs (passifs) réglementaires, montant net au 31 décembre 2018	783	673	449	141	(191)	(103)	(42)	519	3 514	1 062	6 461

Compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement

Le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement a été créé initialement par la décision de novembre 2014 et l'ordonnance de décembre 2014 de la CEO et a été maintenu par les décisions de la CEO de 2017. À compter du 1^{er} novembre 2014, ce compte de report comptabilise l'écart entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG pour les activités à tarifs réglementés calculés au moyen de la méthode de la comptabilité d'engagement selon les PCGR des États-Unis et les dépenses au comptant réelles correspondantes d'OPG pour ces régimes. Le solde du compte au 31 décembre 2018 représente les coûts excédentaires calculés au moyen de la méthode de la comptabilité d'engagement plutôt que de la méthode de la comptabilité de trésorerie du 1^{er} novembre 2014 au 31 décembre 2018. 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 reportés des avantages complémentaires de retraite comptabilisés dans le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement, dans la mesure où le recouvrement de ces coûts commence dans les 5 ans et s'achève dans les 20 ans suivant la période au cours de laquelle les coûts ont été engagés, pourvu que le recouvrement à l'intérieur de ces limites n'entraîne pas d'augmentation des tarifs pour un exercice futur qui soit supérieure à celle de l'exercice précédent. Compte tenu de l'approbation du recouvrement du solde au 31 décembre 2017 du compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement par rapport à la comptabilité d'engagement, conformément à la décision et à l'ordonnance de la CEO de février 2019, OPG continue de respecter les exigences ci-dessus en matière de comptabilisation continue des actifs réglementaires pour la partie des coûts reportés qui se rapporte aux avantages complémentaires de retraite.

Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite

Comme autorisé par la CEO, pour la période du 1^{er} mars 2011 au 30 octobre 2014, le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite comprend les écarts entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG pour les activités à tarifs réglementés établis selon la méthode de la comptabilité d'engagement ainsi que les incidences fiscales connexes, et les coûts prévus correspondants inclus dans les tarifs réglementaires alors en vigueur. En se fondant sur ses décisions rendues en novembre 2014 et en décembre 2017, qui ont établi que les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite compris dans les tarifs réglementés d'OPG établis par ces décisions en vigueur respectivement à compter du 1^{er} novembre 2014 et du 1^{er} juin 2017 seraient limités aux cotisations minimales estimées de la Société à son régime de retraite agréé et aux charges prévues au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires pour les activités à tarifs réglementés, la CEO a ordonné que l'amortissement pour le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite soit comptabilisé uniquement à compter du 1^{er} novembre 2014, le cas échéant.

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.

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 deux centrales nucléaires louées à Bruce Power 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 à ces centrales 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.

La CEO avait ordonné précédemment le recouvrement de la partie du solde du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce qui se rapporte à l'incidence du passif dérivé incorporé dans le contrat de location entre OPG et Bruce Power lié aux centrales nucléaires Bruce (le contrat de location des centrales Bruce) en tenant compte des rabais prévus de loyer à payer par OPG à Bruce Power et des incidences fiscales s'y rapportant. En décembre 2015, par suite des modifications apportées au contrat de location des centrales Bruce, OPG a effectué une reprise du passif dérivé et comptabilisé une réduction correspondante de l'actif réglementaire dans le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce. Les montants qu'OPG avait recouvrés auprès des clients au titre du passif dérivé pour décembre 2015 et l'exercice 2016, qui avaient été autorisés par la CEO avant les modifications apportées au contrat de location de Bruce, ont été comptabilisés à titre de passif réglementaire dans le solde du compte d'écart et leur utilisation a été approuvée dans le cadre des décisions de la CEO de 2017 et de l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018.

Manque à gagner de la période intermédiaire et compte de report lié au nivellement des tarifs

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

Initialement, OPG a comptabilisé l'actif réglementaire lié aux revenus déficitaires de la période intermédiaire et une augmentation correspondante des revenus au cours du quatrième trimestre de 2017 afin de tenir compte de la meilleure estimation de la direction à l'égard de l'incidence des nouveaux tarifs réglementés pour la période du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2017 en vertu de la décision de la CEO de décembre 2017, soit les tarifs réglementés proposés par OPG dans la présentation du projet d'ordonnance de paiement à la CEO en janvier 2018. OPG a également comptabilisé un passif réglementaire et une diminution correspondante des revenus pour le compte de report lié au nivellement des tarifs au cours du quatrième trimestre de 2017 afin de tenir compte de la meilleure estimation de la direction à l'égard de l'incidence du nivellement des tarifs pour 2017, en se fondant sur le projet d'ordonnance du montant des paiements.

Les tarifs de base réglementés pour la production nucléaire et les montants devant être reportés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs dans le cadre de l'ordonnance définitive du montant des paiements de mars 2018 représentaient un ajustement à la proposition contenue dans le projet d'ordonnance du montant des paiements d'OPG. Pour tenir compte de cet ajustement, la Société a comptabilisé, au premier trimestre de 2018, une réduction de 67 millions de dollars de l'actif réglementaire lié aux revenus déficitaires de la période intermédiaire et une reprise du passif réglementaire de 63 millions de dollars pour le compte de report lié au nivellement des tarifs. L'ordonnance

du montant des paiements de mars 2018 a établi une méthode de nivellement des tarifs et les tarifs de base réglementés en découlant, de sorte qu'aucun montant ne pouvait être reporté dans le compte de report lié au nivellement des tarifs pour 2017, 2018 et 2021. En vertu de l'ordonnance du montant des paiements, un montant d'environ 500 millions de dollars sera reporté en vue d'un recouvrement futur dans le compte de report lié au nivellement des tarifs sur la période de 2019 à 2020.

Le compte de report lié au nivellement des tarifs a été créé par la décision de décembre 2017 et l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 de la CEO en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05* afin de comptabiliser une partie des besoins de revenus annuels approuvés par la CEO pour les centrales nucléaires d'OPG pour la période du 1^{er} janvier 2017 jusqu'à la fin du projet de réfection de la centrale Darlington. Le *Règlement de l'Ontario 53/05* exige que cette partie reportée soit établie de sorte que les variations d'un exercice à l'autre des tarifs réglementés moyens pondérés de la production globale d'OPG soient plus stables. Le règlement exige que la CEO détermine la partie reportée sur une base quinquennale pour la période de dix ans commençant le 1^{er} janvier 2017. Selon le règlement, des intérêts à un taux à long terme correspondant au coût des emprunts à long terme d'OPG approuvé par la CEO, composé annuellement, sont comptabilisés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs. Le règlement exige que la CEO autorise le recouvrement du solde du compte selon la méthode linéaire sur une période ne pouvant excéder dix ans après la fin des travaux de réfection de la centrale Darlington. OPG comptabilise les montants positifs ou négatifs reportés selon l'approche de nivellement des tarifs et comptabilisés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs à titre respectivement d'augmentation ou de diminution de l'actif réglementaire dans le compte de report et d'augmentation ou de diminution des revenus au cours de la période à laquelle les besoins en revenus approuvés sous-jacents se rapportent. Au 31 décembre 2018, le solde du compte de report lié au nivellement des tarifs était de néant.

Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite

L'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite correspond aux montants non amortis relativement aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite d'OPG qui ont été comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu et qui n'ont pas encore été reclassés dans la composante amortissement du coût des avantages liés à ces régimes. Ces montants devraient être recouvrés auprès des clients à même les tarifs réglementés futurs. L'actif réglementaire est réduit au fur et 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.

Impôts reportés

OPG est tenue de comptabiliser un actif ou un passif réglementaire au titre des impôts reportés qui devraient être recouvrés 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 un actif d'impôts reportés pour l'actif ou le passif réglementaire au titre du montant d'impôts reportés devant être inclus dans les tarifs réglementés futurs et recouvré auprès des consommateurs ou payé à ceux-ci. Il est question des impôts sur les bénéfices à la note 11.

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

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

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.

Compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie de la centrale Pickering

Le compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie (31 décembre 2017) de la centrale Pickering a été créé par la CEO en date du 1^{er} janvier 2018 par suite de la demande d'OPG sollicitant une ordonnance comptable afin de créer un nouveau compte de report pour y consigner les incidences sur les besoins en revenus des centrales nucléaires Pickering et Darlington qu'auront les variations des passifs nucléaires et de la dotation aux amortissements par suite du prolongement des durées de vie utile estimatives de la centrale nucléaire Pickering (la centrale Pickering) aux fins comptables, entré en vigueur le 31 décembre 2017. Ces incidences n'étaient pas prises en compte dans les tarifs réglementés en vigueur à compter du 1^{er} juin 2017. Ces incidences seront inscrites dans le compte de report jusqu'à ce que de nouveaux tarifs réglementés reflétant les incidences de ces changements dans les passifs nucléaires et de la dotation aux amortissements prennent effet.

Compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie des centrales

Le compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie des centrales (31 décembre 2015) a été créé par la CEO en date du 1^{er} janvier 2016 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 Pickering et Darlington qu'auront les variations des passifs nucléaires et de la dotation aux amortissements par suite des changements dans les durées de vie utile estimatives des centrales nucléaires d'OPG aux fins comptables, entrés en vigueur le 31 décembre 2015. Ces incidences n'étaient pas prises en compte dans les tarifs réglementés en vigueur avant le 1^{er} juin 2017. Le compte de report a comptabilisé ces incidences jusqu'à la date d'entrée en vigueur des tarifs réglementés le 1^{er} juin 2017, lesquels ont été établis par la décision de la CEO de décembre 2017 et l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 qui reflètent les incidences de ces changements dans les passifs nucléaires et la dotation aux amortissements.

Autres comptes d'écarts et de report

Actifs réglementaires

Aux 31 décembre 2018 et 2017, les actifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report comprenaient des montants comptabilisés dans le compte de report des passifs nucléaires, le compte d'écarts et de report relatif aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements autorisés pour la production nucléaire, le compte d'écarts et de report relatif aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements pour la production hydroélectrique, le compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires, le compte de report lié à l'aptitude fonctionnelle et le compte d'écarts relatifs au rejet des soldes d'avant décembre 2008 du tunnel de Niagara.

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 Pickering et Darlington. Le compte de report comprend l'incidence sur les besoins en revenus des variations de ces passifs attribuable à un plan de référence approuvé, selon les modalités de l'ONFA.

En vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO a autorisé le compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires pour comptabiliser 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.

Le compte d'écarts relatifs au rejet des soldes d'avant décembre 2008 du tunnel de Niagara a été créé par la décision de janvier 2016 de la CEO à l'égard de la requête d'OPG demandant à la CEO de revoir certains passages de sa décision de novembre 2014 qui établissait les tarifs réglementés en vigueur avant le 1^{er} juin 2017, y compris les coûts en capital rejetés pour le tunnel de Niagara, et de les modifier. Le compte d'écarts tient compte de l'incidence sur les besoins en revenus de la partie du rejet initial annulée par la décision de la CEO de janvier 2016.

Le compte de report lié à l'aptitude fonctionnelle est entré en vigueur le 1^{er} juin 2017 et comptabilise les coûts d'OPG liés à la mise en œuvre des nouvelles exigences en matière d'aptitude fonctionnelle de la CCSN.

Passifs réglementaires

Aux 31 décembre 2018 et 2017, les passifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report comprenaient des montants comptabilisés dans le compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires, le compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes, le compte d'écarts relatifs au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité, le compte d'écarts des CII aux fins de la RS&DE et le compte d'écarts de remise en état de la capacité. Au 31 décembre 2017, les passifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report comprenaient aussi les montants du compte de report lié au nivellement des tarifs, qui ont été réduits au premier trimestre de 2018 en fonction de l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018.

Le compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires a été autorisé par la CEO pour comprendre les écarts entre les revenus nets réels tirés des services auxiliaires hydroélectriques réglementés et nucléaires et les revenus prévus approuvés par la CEO lors de l'établissement des tarifs réglementés.

Le compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes comprend des variations des impôts sur les bénéfices qui se rapportent aux secteurs à tarifs réglementés, comparativement aux charges approuvées par la CEO lors de l'établissement des tarifs réglementés, ces variations étant dues aux modifications apportées aux taux ou aux règles d'imposition, ainsi qu'aux nouvelles cotisations d'impôt.

Le compte d'écarts relatifs au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité comptabilise 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.

Le compte d'écarts des CII aux fins de la RS&DE comptabilise l'incidence de la charge d'impôts pour les centrales nucléaires découlant des différences entre les crédits d'impôt à l'investissement réels aux fins de la RS&DE obtenus par OPG et les montants prévus reflétés dans les tarifs réglementés en vigueur à compter du 1^{er} juin 2017.

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO a autorisé le compte d'écarts de remise en état 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 pour accroître leur production, les rénover ou ajouter de la capacité. Le solde du compte au 31 décembre 2018 comprend les écarts se rapportant à la remise en état de la centrale nucléaire Darlington (la centrale Darlington), aux initiatives de prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire Pickering et à d'autres projets.

8. DETTE À COURT TERME ET INTÉRÊTS DÉBITEURS, MONTANT NET

La dette à long terme se composait de ce qui suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
Billets à payer à la SFIEO ¹		
Billets de premier rang		
portant intérêt à des taux entre 2,96 % et 6,18 %; venant à échéance de 2019 à 2048	3 400	3 195
Programme de billets à moyen terme ¹		
Billets de premier rang		
3,32 % venant à échéance en 2027	500	500
3,84 % venant à échéance en 2048	450	-
UMH Energy Partnership ²		
Billets de premier rang		
7,59 % venant à échéance en 2041	178	181
PSS Generating Station Limited Partnership ³		
Billets de premier rang		
4,80 % venant à échéance en 2067	245	245
Lower Mattagami Energy Limited Partnership ⁴		
Billets de premier rang		
portant intérêt à des taux entre 2,31 % et 5,14 %; venant à échéance de 2021 à 2052	1 595	1 595
Fair Hydro Trust ⁵		
Billets de premier rang liés à la facilité adossée à des actifs		
2,74 % venant à échéance en 2019	-	601
Billets de premier rang à long terme		
3,36 % venant à échéance en 2033	500	-
3,52 % venant à échéance en 2038	400	-
Eagle Creek ⁶		
Billets de premier rang		
portant intérêt à des taux entre 3,98 % et 4,81 %; venant à échéance de 2025 à 2030	323	-
Autres	21	19
	7 612	6 336
Moins : écart associé à la juste valeur	(31)	-
Moins : frais d'émission d'obligations	(25)	(17)
Moins : tranche échéant à moins d'un an	(368)	(398)
Dette à long terme	7 188	5 921

¹ Ces billets sont des obligations non garanties directes d'OPG et sont de rang égal à toutes les autres obligations de rang inférieur non garanties d'OPG.

² Ces billets sont garantis par les actifs du projet Upper Mattagami et Hound Chute. Les remboursements de principal de 3 millions de dollars par an sont versés chaque semestre jusqu'à l'échéance des billets en 2041, date à laquelle le solde du principal impayé de 116 millions de dollars devient exigible.

³ Ces billets sont garantis par les actifs de la centrale Peter Sutherland Sr. et sont assortis d'un droit de recours contre OPG jusqu'à la date d'expiration du droit de recours. Ils sont de rang égal aux billets de premier rang de la SFIEO et du programme de billets à moyen terme. Sur ces billets, seuls les intérêts sont à payer jusqu'en 2025, après quoi commencent les remboursements par versements semestriels de principal et d'intérêts jusqu'à l'échéance en 2067, auquel moment le solde du principal impayé de 49 millions de dollars deviendra exigible.

⁴ Ces billets sont garantis par les actifs du projet Lower Mattagami River, y compris les installations en exploitation existantes et nouvelles.

⁵ L'encours du solde de la facilité renouvelable adossée à des actifs de Fair Hydro Trust de 12 millions de dollars a été reclassé dans la dette à court terme au 31 décembre 2018, conformément aux modalités contractuelles de l'entente.

⁶ Ces billets sont garantis par les actifs d'Eagle Creek.

Au premier trimestre de 2018, OPG a émis des billets de premier rang à la SFIEO totalisant 600 millions de dollars et venant à échéance en 2048. Les taux d'intérêt de ces billets se situaient entre 3,87 % et 4,00 %. En juin 2018, OPG a procédé à une première émission d'obligations vertes totalisant 450 millions de dollars en vertu de son programme de billets à moyen terme, échéant en 2048. Ces billets portent intérêt au taux de 3,84 %.

En février 2018, la Fiducie a émis des billets de premier rang totalisant 500 millions de dollars à un taux d'intérêt de 3,36 % à payer semestriellement jusqu'à l'échéance, le 15 mai 2033. Le produit a été utilisé pour rembourser la majorité du solde des billets émis aux termes de la facilité renouvelable adossée à des actifs de la Fiducie en décembre 2017. En avril 2018, la Fiducie a émis des billets de premier rang totalisant 400 millions de dollars à un taux d'intérêt de 3,52 % à payer semestriellement jusqu'à l'échéance en mai 2038. Le produit a été utilisé pour rembourser la majorité du solde des billets émis aux termes de la facilité renouvelable adossée à des actifs en mars 2018 et en avril 2018.

En novembre 2018, la Société a repris 323 millions de dollars de dette à long terme dans le cadre de l'acquisition d'Eagle Creek, les dates d'échéance s'échelonnant de 2025 à 2030. Ces billets portent intérêt à des taux variant entre 3,98 % et 4,81 %.

Au cours de 2018, des dettes à long terme d'OPG de 398 millions de dollars et des dettes de Fair Hydro Trust de 900 millions de dollars aux termes de sa facilité renouvelable adossée à des actifs ont été remboursées.

Le solde de la dette à long terme au 31 décembre 2018 comprenait 1 400 millions de dollars en vertu de la facilité de crédit aux fins générales du siège social de 2 350 millions de dollars d'OPG conclue avec la SFIEO, arrivé à échéance le 31 décembre 2018. OPG et la SFIEO s'attachent actuellement à mettre en place une nouvelle facilité de crédit aux fins générales du siège social.

Le tableau qui suit présente un sommaire des intérêts débiteurs, montant net, pour les exercices clos les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
Intérêt sur la dette à long terme ¹	290	289
Intérêt sur la dette à court terme	11	7
Intérêts créditeurs	(8)	(9)
Intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	(191)	(162)
Intérêts liés aux actifs et aux passifs réglementaires ²	(25)	(30)
Intérêts débiteurs, montant net	77	95

¹ Sauf l'intérêt sur la dette de premier rang de Fair Hydro Trust.

² Comprennent les intérêts afin de comptabiliser les frais de financement liés aux comptes réglementaires, comme l'autorise la CEO, ainsi que les intérêts reportés dans le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce, dans le compte d'écarts de remise en état de la capacité, dans le compte d'écarts relatif au rejet des soldes d'avant décembre 2008 du tunnel de Niagara et dans le compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie (31 décembre 2017) de la centrale Pickering.

Les intérêts payés en 2018 se sont établis à 279 millions de dollars (258 millions de dollars en 2017) dont une tranche de 265 millions de dollars (251 millions de dollars en 2017) a trait aux intérêts payés sur la dette à long terme.

Le total de la valeur nette comptable des actifs donnés en nantissement de la dette de PSS Generating Station Limited Partnership (PSS), UMH, LME et de Lower Mattagami Limited Partnership totalisait 3 555 millions de dollars au 31 décembre 2018 (3 645 millions de dollars en 2017). Le total de la valeur nette comptable des actifs donnés en nantissement de la dette d'Eagle Creek s'élevait à 533 millions de dollars au 31 décembre 2018.

Le total de la valeur nette comptable des actifs garantis de Fair Hydro Trust offerts à certains créanciers de la Fiducie, y compris les créanciers de premier rang et OPG, à titre de créancier de rang inférieur et de gestionnaire des services financiers de la Fiducie, était de 1 806 millions de dollars au 31 décembre 2018 (1 190 millions de dollars en 2017).

9. DETTE À COURT TERME

OPG peut effectuer des emprunts aux termes d'une facilité de crédit bancaire confirmée renouvelable de 1 milliard de dollars, divisée en deux tranches pluriannuelles de 500 millions de dollars. Au cours de l'exercice 2018, OPG a renouvelé les deux tranches et en a reporté l'échéance de mai 2022 à mai 2023. Au 31 décembre 2018, il n'y avait aucun emprunt en cours aux termes de la facilité de crédit bancaire. Au 31 décembre 2018, du papier commercial de 170 millions de dollars était en cours dans le cadre du programme de papier commercial d'OPG. Le programme de papier commercial sert à fournir du financement à court terme à la Société, à un taux d'intérêt d'environ 2 % et pour une durée de moins d'un an.

Au 31 décembre 2018, LME pouvait effectuer des emprunts aux termes d'une facilité de crédit bancaire de 400 millions de dollars pour soutenir les obligations de financement du projet Lower Mattagami River, y compris son programme de papier commercial. La facilité consiste en une tranche de 300 millions de dollars venant à échéance en août 2023 et en une tranche de 100 millions de dollars venant à échéance en août 2019. Au 31 décembre 2018, l'encours du papier commercial externe dans le cadre du programme de papier commercial de LME était de 140 millions de dollars. Une lettre de crédit de 55 millions de dollars a été émise en juillet 2017 en vertu de la tranche de la facilité de crédit de 300 millions de dollars de LME et restait en cours au 31 décembre 2018.

Au 31 décembre 2018, OPG pouvait effectuer des emprunts aux termes de facilités de découvert non confirmées à court terme de 25 millions de dollars et aux termes de facilités de crédit non confirmées à court terme de 476 millions de dollars, lesquelles soutiennent l'émission de lettres de crédit. OPG utilise des lettres de crédit aux fins du soutien des régimes de retraite complémentaires et à d'autres fins générales du siège social. Au 31 décembre 2018, des lettres de crédit d'un total de 404 millions de dollars avaient été émises aux termes de ces facilités, dont 364 millions de dollars soutenant les régimes de retraite complémentaires, 39 millions de dollars servant aux fins générales du siège social et 1 million de dollars se rapportant à l'exploitation de la centrale PEC.

Les facilités de crédit non confirmées à court terme de la Société comprennent une convention de cession à une fiducie indépendante d'un droit de copropriété indivis dans ses créances actuelles et futures. Le montant maximal des droits de copropriété pouvant être cédés aux termes de cette convention est de 150 millions de dollars et vient à échéance le 30 novembre 2020. Au 31 décembre 2018, aux termes de cette convention, des lettres de crédit de 150 millions de dollars étaient en cours pour soutenir les régimes de retraite complémentaires d'OPG.

UMH a conclu une facilité de découvert non confirmée à court terme de 8 millions de dollars et des facilités de lettres de crédit de soutien irrévocables de 16 millions de dollars pour soutenir ses activités. Au 31 décembre 2018, des lettres de crédit d'un total de 15 millions de dollars avaient été émises en vertu de ces facilités.

En décembre 2017, Fair Hydro Trust a conclu une entente visant une facilité renouvelable adossée à des actifs de 800 millions de dollars venant à échéance en décembre 2019. Au cours de l'exercice 2018, un emprunt de 311 millions de dollars a été effectué aux termes de cette facilité, et au 31 décembre 2018, le solde des billets de premier rang en circulation s'élevait à 12 millions de dollars. Le solde de 12 millions de dollars a été reclassé dans la dette à court terme au 31 décembre 2018, conformément aux modalités contractuelles de l'entente. En octobre 2018, le plafond de la facilité a été réduit à 12 millions de dollars par suite de l'annonce faite par la Province en septembre 2018 de son intention d'apporter les modifications législatives proposées à la *Loi pour des frais d'électricité équitables*, dans le but d'annuler la composante refinancement du rajustement global du Plan pour des frais d'électricité équitables, comme il est expliqué plus en détail à la note 15.

En décembre 2018, OPG a remboursé des emprunts non garantis d'Eagle Creek de 79 millions de dollars qui sont devenus exigibles à la clôture de l'acquisition en novembre 2018.

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>	2018	2017
Passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié	12 523	11 970
Passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité	8 399	8 107
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	303	344
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	21 225	20 421

Les variations des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre ont été les suivantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
Passifs au début de l'exercice	20 421	19 484
Augmentation des passifs en raison de la charge de désactualisation ¹	997	974
Augmentation des passifs reflétant les variations des durées de vie utile estimatives des centrales nucléaires	-	188
Diminution des passifs reflétant les changements d'estimation des passifs liés aux centrales thermiques	(10)	(30)
Augmentation des passifs en raison des charges liées au combustible irradié et aux déchets nucléaires et d'autres charges ¹	124	118
Passifs réglés par les dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires au cours de l'exercice	(307)	(313)
Passifs à la fin de l'exercice	21 225	20 421

¹ Les montants présentés ne tiennent pas compte de l'incidence des comptes d'écarts et de report 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 des centrales nucléaires et thermiques et d'autres installations, et par la suite. Des coûts seront engagés pour la préparation à l'arrêt sécuritaire et pour l'arrêt sécuritaire des centrales nucléaires, le démantèlement, la démolition et l'évacuation des installations et du matériel, la décontamination et la réfection des sites et la gestion courante et à long terme du combustible nucléaire irradié et des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité.

L'établissement du montant à comptabiliser pour les coûts d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires exige la formulation d'hypothèses importantes, car ces programmes s'échelonnent sur bon nombre d'années. La dernière mise à jour complète des estimations des coûts des passifs nucléaires est incluse dans le plan de référence de 2017-2021 en vertu de l'ONFA, qui a été finalisé et approuvé par la Province au quatrième trimestre de 2016 (le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA). Cette mise à jour est prise en compte dans les passifs nucléaires depuis le 31 décembre 2016.

Au 31 décembre 2017, OPG avait comptabilisé une augmentation des passifs nucléaires de 188 millions de dollars afin de tenir compte de la prolongation de la durée de vie utile estimative de la centrale Pickering en vigueur à compter du 31 décembre 2017.

Aux fins du calcul des passifs nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2018, il a été établi, selon les hypothèses comptables actuelles sur les fins de vie, que des activités de déclasserement des centrales nucléaires devraient avoir lieu au cours des 80 prochaines années environ. Les estimations des passifs nucléaires englobent notamment les flux de trésorerie estimatifs liés au déclasserement des centrales nucléaires pour une période d'environ 40 ans après la fermeture des centrales et jusqu'en 2088 pour ce qui est du stockage du combustible irradié dans le dépôt de déchets supposé à long terme, suivi d'une longue période de surveillance.

Les hypothèses importantes sur plusieurs facteurs techniques, opérationnels et économiques utilisés pour le calcul du montant à comptabiliser pour les passifs nucléaires font l'objet d'examens périodiques. Toute modification de ces hypothèses, notamment les hypothèses sur le calendrier des programmes de déchets nucléaires, y compris la construction d'installations destinées à l'évacuation des déchets, les dates de fin de vie des centrales, les méthodes d'évacuation des déchets, les indicateurs financiers ou les technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des passifs. Compte tenu de la durée à long terme de ces programmes et de l'évolution de la technologie utilisée dans la gestion des déchets nucléaires, il existe beaucoup d'incertitude inhérente quant à la mesure des coûts de ces programmes, qui peuvent augmenter ou diminuer 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 hautement radioactives. En vertu de la LDCN, loi fédérale entrée en vigueur en 2002, les propriétaires de déchets de combustible nucléaire 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 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 des déchets de combustible nucléaire irradié. Pour estimer le passif lié aux coûts de gestion du combustible nucléaire irradié, OPG a adopté une approche conformément à la méthode de GAP approuvée par le gouvernement du Canada.

Passif lié aux coûts de déclasserement de centrales nucléaires et de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité

Le passif lié au déclasserement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité représente les coûts estimatifs qu'il faudra engager pour le déclasserement des centrales nucléaires à la fin de leur durée de vie utile ainsi que le coût de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité qui sont produits par les centrales nucléaires. Les principales hypothèses utilisées pour l'estimation des coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires incluent le déclasserement des centrales nucléaires selon un calendrier échelonné en vertu duquel les réacteurs seront déchargés et asséchés aussitôt après la mise à l'arrêt des activités de la centrale et resteront en état d'arrêt sécuritaire pendant 30 ans avant leur démantèlement sur environ 10 ans.

Les coûts de 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 déchets radioactifs pendant et après l'exploitation des centrales nucléaires ainsi que les coûts de leur évacuation définitive à long terme. Les hypothèses actuelles utilisées pour établir les coûts de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité à payer comprennent un dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité dont OPG sera le propriétaire et l'exploitant. Une entente a été conclue avec des municipalités afin de permettre à OPG d'aménager un dépôt géologique en profondeur destiné à la gestion à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité, adjacent à la Western Waste Management Facility, à Kincardine, en Ontario. Le processus d'évaluation environnementale du dépôt géologique en profondeur proposé se poursuit.

Passif lié aux coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires

Le passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires représente principalement les coûts estimatifs de déclassement des centrales thermiques d'OPG au terme de leur durée de vie utile. Ce passif repose sur des estimations de coûts formulées par des tiers à la lumière d'un examen des sites des centrales et d'une évaluation des activités de nettoyage et de remise en état requises. Aux fins de l'évaluation du passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires, il est présumé que l'enlèvement d'immobilisations thermiques se fera au cours des 15 prochaines années.

Ontario Nuclear Funds Agreement

Conformément à l'ONFA, OPG met de côté des fonds, détenus dans des comptes de garde et en fiducie distincts, qu'elle investit spécifiquement pour s'acquitter de son obligation liée au cycle de vie pour le déclassement des centrales nucléaires et la gestion à long terme des déchets nucléaires. Le Fonds distinct pour combustible irradié et le Fonds distinct de déclassement ont été établis aux termes de l'ONFA à cette fin. OPG verse des cotisations aux Fonds distincts nucléaires selon le plan de référence en vigueur approuvé en vertu de l'ONFA. Les plans de référence en vertu de l'ONFA doivent être approuvés par la Province.

Depuis la création du Fonds distinct pour combustible irradié, OPG y fait des versements 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 irradié a été capitalisée par des cotisations d'OPG sur les durées de vie utile estimatives initiales des centrales nucléaires présumées dans l'ONFA, qui ne tenaient pas compte des prolongations subséquentes des durées de vie des centrales nucléaires afin de refléter les décisions de réfection et de prolongation des durées de vie.

OPG n'a pas été tenue de verser des cotisations au Fonds distinct de déclassement, qui était entièrement capitalisé au moment de sa création par une cotisation initiale versée par la SFIEO, un organisme de la Province, et, compte tenu du rendement des actifs et des changements au fil du temps à l'obligation de capitalisation sous-jacente, au moment de l'entrée en vigueur de chaque plan de référence subséquent approuvé en vertu de l'ONFA.

Le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA a été approuvé par la Province en décembre 2016 et est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017. Puisque la situation de capitalisation du Fonds distinct pour combustible irradié et du Fonds distinct de déclassement reflète le passif estimatif pour le cycle de vie inclus dans le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, aucune cotisation à l'un ou l'autre fonds n'est requise à partir de 2017. Des cotisations pourraient être requises dans l'avenir si les fonds n'étaient pas suffisamment capitalisés au moment de la préparation d'un nouveau plan de référence. Le prochain plan de référence de l'ONFA devrait être achevé d'ici la fin de 2021.

En vertu de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), la CCSN exige d'OPG qu'elle ait suffisamment de fonds disponibles pour s'acquitter de ses obligations actuelles en matière de gestion des déchets nucléaires et de déclassement des centrales nucléaires. Aux termes du processus de la CCSN, la garantie financière exigée par la CCSN doit être mise à jour tous les cinq ans, la dernière mise à jour devant couvrir la période de 2018 à 2022. La garantie financière exigée par la CCSN pour la période de 2019 à 2022 continue d'être satisfaite selon la juste valeur de marché prévue des Fonds distincts nucléaires, sans exigence de garantie provinciale. Comme le prévoient les modalités de l'ONFA, la Province s'est engagée à fournir une garantie provinciale à la CCSN, au besoin, pour le compte d'OPG, en cas de manque à gagner entre la garantie financière exigée par la CCSN et la juste valeur de marché des Fonds distincts nucléaires pour la période de 2019 à 2022, comme cela a déjà été fait par

le passé. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % du montant de la garantie provinciale, le cas échéant.

Les placements des Fonds distincts nucléaires forment un portefeuille diversifié d'actions et de titres à revenu fixe qui sont investis sur plusieurs marchés géographiques ainsi que des placements dans les secteurs des infrastructures, de l'immobilier, de l'agriculture et des terres forestières. Les Fonds distincts nucléaires sont investis pour financer les besoins de remboursement du passif à long terme et c'est pourquoi 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 plus récent 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 comptabilisé pour le fonds dans les bilans consolidés 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 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 en résultat 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 au Fonds distinct de déclassement lorsqu'il est surcapitalisé de plus de 120 %, dans la mesure où le Fonds distinct pour combustible irradié est pleinement capitalisé.

Selon le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, aux 31 décembre 2018 et 2017, 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 au bilan consolidé aux 31 décembre 2018 et 2017 est limité à la valeur du passif de capitalisation sous-jacent conformément au plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, majoré de 50 % de l'excédent dépassant 120 % jusqu'à concurrence du montant, le cas échéant, par lequel le Fonds distinct pour combustible irradié était sous-capitalisé. Ce montant à payer à la Province pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du Fonds distinct de déclassement était inférieur à la cible de rendement, ou si un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA était approuvé avec un passif de capitalisation sous-jacent plus élevé, ou si la sous-capitalisation du Fonds distinct pour combustible irradié augmentait. Lorsque le Fonds distinct de déclassement est sous-capitalisé, son rendement reflète le rendement réel du fonds selon la valeur de marché des actifs.

Fonds distinct pour combustible irradié

OPG est responsable de l'accroissement du passif de capitalisation pour la gestion des déchets de 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 16,6 milliards de dollars au 31 décembre 2018. 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 présumée 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 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 en comptabilisant 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 de capitalisation selon le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. Ainsi, 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, lorsque le fonds est surcapitalisé.

Selon le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, le Fonds distinct pour combustible irradié était légèrement sous-capitalisé au 31 décembre 2018 alors qu'il était légèrement surcapitalisé au 31 décembre 2017. Le montant à payer à la Province comptabilisé pour le fond au 31 décembre 2018 se rapportait uniquement à l'ajustement au titre du rendement garanti. Le montant à payer à la Province comptabilisé pour le fond au 31 décembre 2017 se rapportait à l'ajustement au titre du rendement garanti et à la légère 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	
	2018	2017
Fonds distinct de déclassement	9 033	9 099
Montant à payer à la Province – Fonds distinct de déclassement	(1 514)	(1 933)
	7 519	7 166
Fonds distinct pour combustible irradié ¹	11 946	12 087
Montant à payer à la Province – Fonds distinct pour combustible irradié	(1 982)	(2 529)
	9 964	9 558
Total des Fonds distincts nucléaires	17 483	16 724
Moins : tranche à court terme	(19)	(23)
Fonds distincts nucléaires à long terme	17 464	16 701

¹ Au 31 décembre 2018, la Fiducie en vertu de la LDCN représentait 3 973 millions de dollars (3 882 millions de dollars en 2017) 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	
	2018	2017
Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme	213	227
Titres immobiliers	3 211	2 357
Fonds groupés	2 685	1 713
Titres de capitaux propres négociables	8 998	10 457
Titres à revenu fixe	5 845	6 405
Débiteurs/créditeurs, montant net	27	27
	20 979	21 186
Moins : montant à payer à la Province	(3 496)	(4 462)
	17 483	16 724

Le coût historique, la plus-value et la moins-value totales latentes brutes sur les placements, les gains de change latents bruts et la juste valeur des Fonds distincts nucléaires aux 31 décembre 2018 et 2017 se présentent comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2018		Total
	Fonds distinct de déclassement	Fonds distinct pour combustible irradié	
Coût historique	7 863	10 557	18 420
Gains latents bruts (pertes latentes brutes)			
Total de la plus-value	1 183	1 403	2 586
Total de la moins-value	(376)	(499)	(875)
Gains de change	363	485	848
	9 033	11 946	20 979
Moins : montant à payer à la Province	(1 514)	(1 982)	(3 496)
	7 519	9 964	17 483
Total de la juste valeur	(5)	(14)	(19)
Moins : tranche à court terme			
	7 514	9 950	17 464
Juste valeur à long terme			

<i>(en millions de dollars)</i>	2017		Total
	Fonds distinct de déclassement	Fonds distinct pour combustible irradié	
Coût historique	7 296	9 864	17 160
Gains latents bruts (pertes latentes brutes)			
Total de la plus-value	1 820	2 226	4 046
Total de la moins-value	(134)	(180)	(314)
Gains de change	117	177	294
	9 099	12 087	21 186
Moins : montant à payer à la Province	(1 933)	(2 529)	(4 462)
	7 166	9 558	16 724
Total de la juste valeur	(5)	(18)	(23)
Moins : tranche à court terme			
	7 161	9 540	16 701
Juste valeur à long terme			

Les gains ou les pertes réalisés et latents nets sur les placements pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017 se présentent comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2018		Total
	Fonds distinct de déclassement	Fonds distinct pour combustible irradié	
Gains réalisés, montant net			
Gains réalisés nets, à l'exclusion des gains de change	378	472	850
Gains de change réalisés, montant net	36	50	86
Gains réalisés, montant net	414	522	936
Pertes latentes, montant net			
Pertes latentes nettes, à l'exclusion de la perte de change	(825)	(1 102)	(1 927)
Gains de change latents, montant net	192	268	460
Pertes latentes, montant net	(633)	(834)	(1 467)

<i>(en millions de dollars)</i>	2017		Total
	Fonds distinct de déclassement	Fonds distinct pour combustible irradié	
Gains réalisés, montant net			
Gains réalisés nets, à l'exclusion des gains de change	198	245	443
Gains de change réalisés, montant net	54	65	119
Gains réalisés, montant net	252	310	562
Gains latents, montant net			
Gains latents nets, à l'exclusion des gains de change	525	704	1 229
Pertes de change latentes, montant net	(143)	(178)	(321)
Gains latents, montant net	382	526	908

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

<i>(en millions de dollars)</i>	Juste valeur	
	2018	2017
Fonds distinct de déclassement au début de l'exercice	7 166	6 840
(Diminution) augmentation du fonds en raison du rendement des placements	(38)	807
Diminution du fonds en raison du remboursement des dépenses admissibles	(28)	(25)
Diminution (augmentation) du montant à payer à la Province	419	(456)
Fonds distinct de déclassement à la fin de l'exercice	7 519	7 166
Fonds distinct pour combustible irradié au début de l'exercice	9 558	9 144
(Diminution) augmentation du fonds en raison du rendement des placements	(72)	1 059
Diminution du fonds en raison du remboursement des dépenses admissibles	(69)	(54)
Diminution (augmentation) du montant à payer à la Province	547	(591)
Fonds distinct pour combustible irradié à la fin de l'exercice	9 964	9 558

Le rendement des Fonds distincts nucléaires en 2018 et 2017 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 présente comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
Fonds distinct de déclassement	381	351
Fonds distinct pour combustible irradié	475	468
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	(2)	(18)
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	854	801

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 un passif réglementaire correspondant pour les impôts reportés qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle pour l'électricité produite par les installations réglementées d'OPG.

Le rapprochement du taux d'imposition effectif et du taux prévu par la loi pour les exercices clos les 31 décembre se présente comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	1 354	1 090
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	359	289
(Diminution) augmentation des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Recouvrement d'impôts reportés dans les actifs et passifs réglementaires	(109)	(20)
Remboursement d'impôts sur les dividendes	(87)	-
Crédits d'impôt à l'investissement sur les dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental	(30)	(47)
Crédit de fabrication et de traitement	(21)	(16)

Ajustements de l'impôt sur les placements comptabilisés à la valeur de consolidation	21	-
Autres	8	3
	(218)	(80)
Impôts sur les bénéfices	141	209
Taux d'imposition effectif	10,4 %	19,2 %

Les principales composantes de la charge d'impôts pour les exercices clos les 31 décembre se présentent comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
Charge d'impôts exigibles	162	190
(Recouvrement) charge d'impôts reportés :	(21)	19
Impôts sur les bénéfices	141	209

Les incidences fiscales des écarts temporaires donnant lieu à des actifs et des passifs d'impôts reportés au 31 décembre étaient les suivantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
Actifs d'impôts reportés :		
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	5 298	5 096
Autres actifs et passifs	2 224	2 057
	7 522	7 153
Passifs d'impôts reportés :		
Immobilisations corporelles et actifs incorporels	(2 148)	(1 923)
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(4 371)	(4 181)
Autres actifs et passifs	(2 021)	(1 928)
	(8 540)	(8 032)
Passifs d'impôts reportés nets	(1 018)	(879)

En 2018, OPG a enregistré une augmentation de 165 millions de dollars (59 millions de dollars en 2017) du passif d'impôts reportés pour tenir compte des impôts qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés facturés à la clientèle. Puisque ces impôts reportés devraient être recouvrés à même les tarifs réglementés futurs, OPG a comptabilisé une augmentation correspondante de l'actif réglementaire au titre des impôts reportés. En conséquence, la charge d'impôts reportés pour 2018 et 2017 n'a pas été touchée.

OPG a des pertes fiscales de 323 millions de dollars aux États-Unis dont 4 millions de dollars viennent à échéance en 2032, 2 millions de dollars, en 2036, 2 millions de dollars, en 2037 et 315 millions de dollars qui ne comportent pas d'échéance. Au 31 décembre 2018, OPG avait un goodwill de 85 millions de dollars déductible d'impôt (néant en 2017).

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>	2018	2017
Aux 1^{er} janvier :		
Passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	671	627
Passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés à l'actif réglementaire au titre des passifs d'impôts reportés	226	211
	897	838
Variations au cours de l'exercice :		
Augmentation des passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	124	44
Augmentation des passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés à l'actif réglementaire au titre des passifs d'impôts reportés	41	15
Solde aux 31 décembre	1 062	897

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 présente comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
Économies d'impôts non constatées au début de l'exercice	78	77
Ajouts en fonction des positions fiscales relatives à l'exercice considéré	21	21
Réductions pour les positions fiscales des exercices antérieurs	(17)	(20)
Économies d'impôts non constatées à la fin de l'exercice	82	78

Au 31 décembre 2018, les économies d'impôts non constatées d'OPG s'élevaient à 82 millions de dollars (78 millions de dollars en 2017), compte non tenu des intérêts et des pénalités, lesquels pourraient avoir une incidence sur le taux d'imposition effectif d'OPG s'ils étaient comptabilisés. 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 2018, OPG avait comptabilisé des intérêts sur les économies d'impôts non constatées de 9 millions de dollars (8 millions de dollars en 2017). OPG considère que sa domiciliation fiscale principale est le Canada. OPG demeure assujettie à des contrôles fiscaux pour les exercices postérieurs à 2014.

En 2018, OPG a versé 202 millions de dollars en impôts, déduction faite du recouvrement d'impôts (195 millions de dollars en 2017).

12. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les variations des soldes de chaque composante du cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices se présentent comme suit :

	2018				
(en millions de dollars)	Gains et pertes latents sur les couvertures de flux de trésorerie	Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite	Titres de capitaux propres	Écarts de conversion	Total
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de l'exercice	(66)	(220)	(9)	-	(295)
Reclassement de pertes latentes cumulées sur les titres de capitaux propres dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis (note 3)	-	-	9	-	9
	(66)	(220)	-	-	(286)
Gain net sur les couvertures de flux de trésorerie	1	-	-	-	1
Gain actuariel et coûts des services passés lors de la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	-	1	-	-	1
Conversion des établissements à l'étranger	-	-	-	13	13
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	17	11	-	-	28
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	18	12	-	13	43
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de l'exercice	(48)	(208)	-	13	(243)

	2017				
	Gains et pertes latents sur les couvertures de flux de trésorerie	Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite	Titres de capitaux propres	Écarts de conversion	Total
(en millions de dollars)					
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de l'exercice	(87)	(207)	(1)	-	(295)
Perte actuarielle lors de la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	-	(23)	-	-	(23)
Perte latente sur les titres de capitaux propres	-	-	(8)	-	(8)
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	18	10	-	-	28
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	18	(13)	(8)	-	(3)
Reclassement de la participation sans contrôle par suite de la modification de la participation détenue	3	-	-	-	3
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de l'exercice	(66)	(220)	(9)	-	(295)

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017, les montants importants reclassés hors de chaque composante du cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices, se présentent comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu		
	2018	2017	Poste aux états des résultats
Amortissement des pertes découlant des couvertures de flux de trésorerie			
Pertes	19	20	Intérêts débiteurs, montant net
Recouvrement d'impôts	(2)	(2)	Impôts sur les bénéfices
	17	18	
Amortissement des montants relatifs aux régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite			
Pertes actuarielles et coûts des services passés	15	13	Se reporter à la note 1 ci-dessous
Recouvrement d'impôts	(4)	(3)	Impôts sur les bénéfices
	11	10	
Total des montants reclassés pour l'exercice	28	28	

¹ Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont prises en compte pour le calcul des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (pour plus de détails, se reporter à la note 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 au fur et à mesure qu'elles arrivent à échéance. Les actifs de la caisse de retraite sont placés dans cinq catégories d'actifs. La première catégorie correspond aux actifs à revenu fixe, qui offrent une exposition aux taux d'intérêt réels et nominaux et au crédit, et qui contribuent à la couverture du passif des régimes. La deuxième catégorie comprend les actifs d'accroissement du rendement, qui offrent la possibilité d'obtenir des rendements plus élevés, supérieurs à ceux attendus des actifs à revenu fixe. La troisième catégorie comprend les actifs immobiliers qui procurent une exposition aux caractéristiques combinées des actifs à revenu fixe et des actifs d'accroissement du rendement. La quatrième catégorie inclut les actifs qui permettent une diversification du rendement, qui offrent la possibilité d'améliorer le rendement global de la caisse de retraite tout en contrôlant l'ampleur du risque de baisse des marchés. La cinquième catégorie comprend les occasions spéciales, qui sont des placements conçus pour tirer parti de mandats uniques ou de perturbations du marché, tout en offrant la possibilité d'obtenir des rendements ajustés en fonction du risque plus élevés ou d'améliorer la diversification du portefeuille.

Pour atteindre l'objectif énoncé ci-dessus, OPG a opté pour la répartition cible stratégique des actifs suivante :

	Cible
Catégorie d'actifs	
Actifs à revenu fixe	34 %
Actifs d'accroissement du rendement	26 %
Actifs immobiliers	25 %
Actifs de diversification du rendement	13 %
Occasions spéciales	2 %

Le régime a recours à des titres 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 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 et des terres forestières étaient également inclus dans l'actif total de la caisse de retraite au 31 décembre 2018. 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. Comme il est lié aux dérivés détenus par la caisse de retraite, le risque de crédit 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 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 financement
- Surveillance de la conformité aux lignes directrices quant à la répartition des actifs et des contrats de gestion de placements
- Surveillance du rendement des catégories d'actifs par rapport à leur indice de référence
- Surveillance du rendement des gestionnaires de placements par rapport à leurs indices de référence
- Surveillance des directives en matière de tolérance au risque

Taux de rendement prévu des actifs de la caisse de retraite

Le taux de rendement prévu des actifs de la caisse de retraite est fondé sur la répartition des actifs de la caisse, de même que sur le rendement prévu en tenant compte des risques et rendements à long terme de chaque catégorie d'actifs qui compose le portefeuille des régimes. Les décisions en matière de gestion des actifs prennent en compte les passifs économiques du régime.

Évaluations à la juste valeur

OPG est tenue de classer les évaluations à la juste valeur selon une hiérarchie. Cette hiérarchie répartit les instruments financiers entre trois niveaux fondés sur l'importance des données utilisées pour l'évaluation à la juste valeur des actifs et des passifs. Se reporter à la note 15 pour obtenir une présentation détaillée sur les évaluations à la juste valeur et la hiérarchie des justes valeurs.

Les tableaux qui suivent présentent les actifs de la caisse de retraite évalués à la juste valeur conformément à la hiérarchie des justes valeurs :

(en millions de dollars)	31 décembre 2018			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	331	-	-	331
Placements à court terme	-	494	-	494
Titres à revenu fixe				
Titres d'emprunt de sociétés	-	1 326	-	1 326
Obligations de gouvernements	-	2 614	-	2 614
Actions				
Canadiennes	706	304	-	1 010
Américaines	1 314	-	-	1 314
Mondiales	1 043	-	-	1 043
Fonds groupés	464	413	-	877
	3 858	5 151	-	9 009
Contrats de change à terme	-	(81)	-	(81)
Contrats à terme	(5)	-	-	(5)
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				4 790
				13 713 ²

¹ Représentent les placements évalués à la juste valeur, au moyen de la valeur liquidative comme substitut pratique de la juste valeur, qui n'ont pas été classés dans la hiérarchie des justes valeurs. Les montants à la juste valeur des placements présentés dans ce tableau visent à permettre le rapprochement de la hiérarchie des justes valeurs et de la juste valeur totale des actifs des régimes présentés dans les tableaux suivants.

² Le tableau ci-dessus ne tient pas compte des montants à recevoir par la caisse de retraite et à payer par celle-ci.

(en millions de dollars)	31 décembre 2017			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	377	-	-	377
Placements à court terme	-	9	-	9
Titres à revenu fixe				
Titres d'emprunt de sociétés	-	521	-	521
Obligations de gouvernements	-	3 476	-	3 476
Actions				
Canadiennes	1 441	329	-	1 770
Américaines	1 551	-	-	1 551
Mondiales	1 681	-	-	1 681
Fonds groupés	459	105	-	564
Autres	15	-	-	15
	5 524	4 440	-	9 964
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				4 221
				14 185 ²

¹ Représentent les placements évalués à la juste valeur, au moyen de la valeur liquidative comme substitut pratique de la juste valeur, qui n'ont pas été classés dans la hiérarchie des justes valeurs. Les montants à la juste valeur des placements présentés dans ce tableau visent à permettre le rapprochement de la hiérarchie des justes valeurs et de la juste valeur totale des actifs des régimes présentés dans les tableaux suivants.

² Le tableau ci-dessus ne tient pas compte des montants à recevoir par la caisse de retraite et à payer par celle-ci.

Coûts et passifs des régimes

Les détails sur les obligations d'OPG au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, 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	
	2018	2017	2018	2017
<i>Hypothèses moyennes pondérées – obligations au titre des prestations à la fin de l'exercice</i>				
Taux d'actualisation pour les obligations au titre des prestations projetées	3,83 %	3,57 %	3,84 %	3,60 %
Taux d'indexation de la grille salariale – taux initial ¹	2,00 %	1,90 %	2,00 %	1,90 %
– 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 %	s. o.	s. o.
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	3,82 %	5,80 %
Taux tendanciel définitif du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	4,05 %	4,32 %
Année d'atteinte du taux tendanciel définitif du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	2040	2030
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	s. o.	s. o.	2,00 %	2,00 %

s. o. – hypothèse sans objet.

¹ Par année jusqu'au 31 décembre 2024 pour 2018 et par année jusqu'au 31 décembre 2021 pour 2017.

	Régimes de retraite agréés et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2018	2017	2018	2017
<i>Hypothèses moyennes pondérées – coûts de l'exercice</i>				
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	6,00 %	6,00 %	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation pour le coût des services rendus au cours de l'exercice	3,69 %	4,15 %	3,64 %	4,03 %
Taux d'actualisation pour les obligations au titre des prestations projetées	3,25 %	3,37 %	3,35 %	3,53 %
Taux d'actualisation pour l'intérêt sur le coût des services	3,54 %	3,95 %	3,55 %	3,85 %
Taux d'indexation de la grille salariale – taux initial ¹	1,90 %	1,80 %	1,90 %	1,80 %
– 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 %	s. o.	s. o.
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	5,80 %	5,90 %
Taux tendanciel définitif du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	4,32 %	4,32 %
Année d'atteinte du taux tendanciel définitif du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	2030	2030
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	s. o.	s. o.	2,00 %	2,00 %
Durée moyenne résiduelle prévue d'activité des salariés actifs (années)	12	12	13	13

s. o. – hypothèse sans objet.

¹ Par année jusqu'au 31 décembre 2021.

	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
<i>(en millions de dollars)</i>						
<i>Composantes de la charge comptabilisée pour l'exercice</i>						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	330	274	8	7	80	67
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	567	548	12	11	107	106
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	(820)	(766)	-	-	-	-
Amortissement des coûts des services passés ¹	-	-	-	-	-	1
Amortissement de la perte actuarielle nette ¹	197	183	7	6	7	-
Comptabilisation du gain actuariel net (de la perte actuarielle nette) lié aux prestations d'invalidité prolongée	-	-	-	-	(2)	11
Coûts comptabilisés²	274	239	27	24	192	185

¹ L'amortissement des coûts des services passés et de la perte actuarielle nette a été comptabilisé comme une hausse des autres éléments du résultat étendu. Cette hausse a été en partie compensée par l'incidence de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dont il est question à la note 7.

² Sauf l'incidence des comptes d'écarts et de report réglementés dont il est question à la note 7.

Le total des coûts des prestations, y compris l'incidence du compte d'écarts liés aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et du compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement, s'est établi comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
Régimes de retraite agréés	274	239
Régimes de retraite complémentaires	27	24
Avantages complémentaires de retraite	192	185
Compte d'écarts liés aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite <i>(note 7)</i>	73	81
Compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement <i>(note 7)</i>	(169)	(117)
Coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	397	412

Les obligations au titre des régimes de retraite 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	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
<i>Variation des actifs de la caisse de retraite</i>						
Juste valeur des actifs de la caisse de retraite au début de l'exercice	14 263	13 506	-	-	-	-
Cotisations patronales	197	214	16	14	95	94
Cotisations salariales	100	97	-	-	-	-
Rendement réel des actifs des régimes déduction faite des charges	(20)	1 207	-	-	-	-
Versements de prestations	(775)	(761)	(16)	(14)	(95)	(94)
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	13 765	14 263	-	-	-	-
<i>Variation des obligations au titre des prestations projetées</i>						
Obligations au titre des prestations projetées au début de l'exercice	17 344	16 199	356	336	3 190	2 992
Coût des services rendus au cours de l'exercice pour l'employeur	330	274	8	7	80	67
Cotisations salariales	100	97	-	-	-	-
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	567	548	12	11	107	106
Versements de prestations	(775)	(761)	(16)	(14)	(95)	(94)
Coûts (crédits) des services passés	-	-	-	-	(6)	-
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	(498)	987	(7)	16	(477)	119
Obligations au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	17 068	17 344	353	356	2 799	3 190
Situation de capitalisation – déficit à la fin de l'exercice	(3 303)	(3 081)	(353)	(356)	(2 799)	(3 190)

Le tableau suivant présente les passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et leur classement aux bilans consolidés aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Passif à court terme	-	-	(14)	(14)	(102)	(98)
Passifs à long terme	(3 303)	(3 081)	(339)	(342)	(2 697)	(3 092)
Total des passifs	(3 303)	(3 081)	(353)	(356)	(2 799)	(3 190)

Au 31 décembre 2018, les obligations au titre des prestations constituées pour les régimes de retraite agréés et les régimes de retraite complémentaires s'élevaient respectivement à 15 803 millions de dollars et 330 millions de dollars (respectivement à 16 005 millions de dollars et 333 millions de dollars en 2017). 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.

Le tableau suivant présente les composantes des autres éléments du résultat étendu d'OPG liées aux régimes de retraite et aux régimes d'avantages complémentaires de retraite et l'actif réglementaire correspondant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, tel qu'il est mentionné à la note 7, pour les exercices clos les 31 décembre, avant impôts :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
<i>Variations des actifs des régimes et des obligations au titre des prestations comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu</i>						
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) de l'exercice	342	546	(7)	16	(475)	108
Crédits des services passés de l'exercice	-	-	-	-	(6)	-
Amortissement de la perte actuarielle nette	(197)	(183)	(7)	(6)	(7)	-
Amortissement des coûts des services passés	-	-	-	-	-	(1)
Diminution (augmentation) totale des autres éléments du résultat étendu	145	363	(14)	10	(488)	107
Moins : augmentation (diminution) de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 7)	126	352	(13)	9	(454)	102
Diminution (augmentation) nette des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	19	11	(1)	1	(34)	5

Le tableau suivant présente les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu d'OPG et l'actif réglementaire correspondant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite qui n'avaient pas encore été comptabilisés dans les coûts des prestations aux 31 décembre, avant impôts :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
<i>Montants non amortis comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu</i>						
Coûts (crédits) des services passés	-	-	-	-	(2)	4
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	3 795	3 650	102	116	(104)	378
Total des montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	3 795	3 650	102	116	(106)	382
Moins : actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 7)	3 517	3 391	96	109	(99)	355
Montant net comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	278	259	6	7	(7)	27

La perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis aux 31 décembre 2018 et 2017 s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	180	(418)	-	-	-	-
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) non amortissable en raison de l'utilisation du corridor	1 707	1 735	35	36	(104)	299
Perte actuarielle nette amortissable	1 908	2 333	67	80	-	79
Perte actuarielle nette non amortie (gain actuariel net non amorti)	3 795	3 650	102	116	(104)	378
Coûts (crédits) des services passés non amortis	-	-	-	-	(2)	4

Le tableau suivant présente les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu d'OPG et l'actif réglementaire correspondant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite au 31 décembre (inclus dans le tableau ci-dessus) qui devraient être amortis comme des composantes du coût des prestations et comptabilisés comme des augmentations des autres éléments du résultat étendu et comme des diminutions de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, en 2019, avant impôts :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés	Régimes de retraite complémentaires	Avantages complémentaires de retraite
Perte actuarielle nette	156	6	-
Total de l'augmentation des autres éléments du résultat étendu	156	6	-
Moins : diminution estimative de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	145	5	-
Augmentation nette des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	11	1	-

La plus récente évaluation actuarielle, aux fins de capitalisation, du régime de retraite agréé d'OPG, en date du 1^{er} janvier 2018, a été déposée auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario en septembre 2018. La prochaine évaluation actuarielle doit être en date du 1^{er} janvier 2021 au plus tard. Pour 2019, les cotisations qu'OPG doit verser à son régime de retraite agréé devraient s'élever à 199 millions de dollars. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu de temps à autre. OPG continuera d'évaluer le niveau requis des cotisations au régime de retraite.

Dans le cadre de l'évaluation actuarielle aux fins de capitalisation du régime de retraite agréé en date du 1^{er} janvier 2018, les hypothèses démographiques et les autres hypothèses des régimes ont été examinées, et révisées au besoin, par des actuaires indépendants. À partir de ces hypothèses et données démographiques mises à jour au 1^{er} janvier 2018, conformément à la nouvelle évaluation actuarielle du régime de retraite agréé, OPG a également procédé, en 2018, à une évaluation actuarielle exhaustive de ses régimes de retraite à prestations déterminées et de ses avantages complémentaires de retraite à des fins comptables. Les résultats de cette évaluation ont été pris en compte dans les obligations de fin d'exercice de 2018, reflétant les hypothèses appropriées aux fins comptables au 31 décembre 2018. La révision des hypothèses, y compris la révision à la baisse de

l'hypothèse des coûts des indemnités de soins de santé par participant et la révision de l'hypothèse du taux tendanciel des coûts des soins de santé, a entraîné une diminution des obligations projetées au titre des avantages complémentaires de retraite au 31 décembre 2018.

Les régimes de retraite complémentaires ne sont pas capitalisés, mais ils sont garantis au moyen de lettres de crédit qui totalisaient 364 millions de dollars au 31 décembre 2018 (353 millions de dollars en 2017).

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 2018, se détaillaient de la manière suivante :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés	Régimes de retraite complémentaires	Avantages complémentaires de retraite
2019	688	15	101
2020	722	15	105
2021	748	16	105
2022	759	16	107
2023	809	16	109
2024 jusqu'en 2028	4 471	86	604

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 2018, comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés ¹	Régimes de retraite complémentaires ¹	Avantages complémentaires de retraite ¹
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(34)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	34	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(58)	(1)	(9)
Diminution de 0,25 %	62	1	14
Inflation ²			
Augmentation de 0,25 %	110	1	-
Diminution de 0,25 %	(103)	(1)	-
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	26	3	-
Diminution de 0,25 %	(25)	(3)	-
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	85
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(38)

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

¹ Sauf l'incidence des comptes réglementaires.

² Y compris une variation correspondante de l'hypothèse sur l'augmentation des salaires.

Une augmentation ou une diminution de 1 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait une augmentation des composantes services rendus au cours de l'exercice et intérêts des coûts de 45 millions de dollars au titre des avantages complémentaires de retraite pour 2018 (40 millions de dollars pour 2017) ou une diminution des composantes services et intérêts des coûts de 32 millions de dollars au titre des avantages complémentaires de retraite pour 2018 (29 millions de dollars pour 2017). Une augmentation ou une diminution de 1 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait une augmentation de 461 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2018 pour les avantages complémentaires de retraite (592 millions de dollars pour 2017) ou une diminution de 354 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2018 pour les avantages complémentaires de retraite (451 millions de dollars pour 2017).

14. GESTION DU RISQUE ET DÉRIVÉS

OPG est exposée aux risques liés à la variation des taux d'intérêt du marché sur les instruments d'emprunt qu'elle envisage d'émettre dans le futur et aux fluctuations du change qui ont une incidence sur ses actifs, ses passifs et ses opérations prévues. 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.

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 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.

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 libellés en dollars américains. En outre, la volatilité du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain a aussi une incidence sur les résultats financiers d'OPG tirés de sa filiale Eagle Creek dont les activités sont menées exclusivement aux États-Unis. Pour gérer ce risque, la Société a recours à divers instruments financiers, comme les contrats à terme et les dérivés.

OPG est également exposée aux fluctuations sur le prix des marchandises. Les variations du prix du marché pour les combustibles servant à produire de l'électricité pourraient miner 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 des centrales hydroélectriques d'OPG aux États-Unis vendent de l'énergie et de la capacité sur les marchés de gros au comptant de l'électricité et sont, par conséquent, assujetties à la volatilité du prix du marché de gros au comptant de l'électricité. Bien que les revenus tirés de ces centrales représentent une petite partie du revenu total d'OPG, la Société pourrait s'adonner à des opérations de couverture de temps à autre afin d'atténuer davantage ce risque.

La majeure partie des revenus d'OPG provient des ventes sur le marché au comptant administré par la SIERE. Les intervenants sur le marché au comptant 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. Bien que l'exposition au risque de crédit découlant de la SIERE représente une tranche importante des débiteurs d'OPG, la direction de la Société accepte ce risque en raison du rôle de premier plan joué par la SIERE sur le marché de l'électricité de l'Ontario. L'exposition des débiteurs restants découle d'un groupe diversifié de contreparties dont la qualité est habituellement élevée. Au 31 décembre 2018, la provision pour créances douteuses d'OPG était inférieure à 1 million de dollars (inférieure à 1 million de dollars en 2017).

Les dérivés à la juste valeur d'OPG représentaient un passif net total de 5 millions de dollars au 31 décembre 2018 (20 millions de dollars en 2017).

Le tableau suivant montre les montants avant impôts relatifs aux dérivés comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et le bénéfice net pour les exercices clos les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
Couvertures de flux de trésorerie (comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu)		
Reclassement de pertes dans les intérêts débiteurs, montant net	19	20
Dérivés sur marchandises (comptabilisés dans le bénéfice net)		
Pertes réalisées incluses dans les revenus	(16)	(9)
Gains latents inclus dans les revenus	2	3

Des pertes nettes avant impôts existantes de 17 millions de dollars comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2018 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 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. Les placements dans des fonds groupés sont évalués selon la valeur des parts établie par les administrateurs des fonds groupés. 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.

Le tableau qui suit présente un résumé des instruments financiers d'OPG et de leur juste valeur aux 31 décembre 2018 et 2017 :

<i>(en millions de dollars)</i>	Juste valeur		Valeur comptable¹		Poste du bilan
	2018	2017	2018	2017	
Fonds distincts nucléaires (y compris la tranche à moins d'un an) ²	17 483	16 724	17 483	16 724	Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires
Créances de financement	1 868	1 179	1 788	1 179	Créances de financement
Investissement dans des actions de Hydro One ³	153	188	153	188	Titres de capitaux propres
Montant à payer relatif aux couvertures de flux de trésorerie	(32)	(40)	(32)	(40)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Dettes à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(6 924)	(6 253)	(6 681)	(5 735)	Dettes à long terme
Dettes à long terme – Fair Hydro Trust	(913)	(601)	(900)	(601)	Dettes à long terme
Autres instruments financiers	28	(16)	28	(16)	Divers

¹ La valeur comptable des autres instruments financiers incluse dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les montants à recevoir de parties liées, les autres actifs à court terme, la dette à court terme, et les créditeurs et charges à payer se rapproche de leur juste valeur en raison de l'échéance immédiate ou à court terme de ces instruments financiers.

² Les Fonds distincts nucléaires se composent du Fonds distinct de déclassement et du Fonds distinct pour combustible irradié. La juste valeur d'OPG pour les Fonds distincts nucléaires ne peut être supérieure au passif de capitalisation en vertu de l'ONFA lorsque les Fonds distincts nucléaires sont surcapitalisés. Se reporter à la note 10 pour obtenir de plus amples renseignements.

³ La perte latente comptabilisée au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018 est de 15 millions de dollars.

La juste valeur de la dette de premier rang à long terme de Fair Hydro Trust, incluant la facilité renouvelable adossée à des actifs, et de la dette à long terme d'OPG émise dans le cadre du programme des billets à moyen terme repose sur un cours du marché révélateur. La juste valeur de ces instruments d'emprunt est fondée sur des données de niveau 2. La juste valeur de tous les autres instruments d'emprunt à long terme est établie à l'aide d'un modèle d'évaluation conventionnel en fonction des flux de trésorerie futurs, de la courbe des taux du marché actuels et de la durée jusqu'à l'échéance. Ces données sont considérées comme des données de niveau 2.

En septembre 2018, la Province a annoncé qu'elle entendait apporter les modifications législatives proposées à la Loi pour des frais d'électricité équitables dans le but d'annuler la composante refinancement du rajustement global du Plan pour des frais d'électricité équitables. La Province a également déclaré qu'elle avait l'intention de financer toutes les obligations futures émises et en cours de la Fiducie à la date à laquelle la garantie limitée serait appelée. La garantie limitée a été fournie par la Province à des créanciers désignés de la Fiducie et serait activée si certains événements survenaient, notamment des modifications apportées à la Loi pour des frais d'électricité équitables qui auraient une incidence défavorable sur la capacité de la Fiducie de respecter ses obligations de paiement, et est décrite plus en détail à la note 23. Par conséquent, la juste valeur des créances de financement liées aux participations d'investissement acquises auprès de la SIÈRE a été mise à jour au 31 décembre 2018 afin de tenir compte des flux de trésorerie projetés et du rendement prévu des actifs à percevoir auprès de la Province. Pour cette raison, la juste valeur des créances de financement au 31 décembre 2018 est fondée sur des données de niveau 3.

Les tableaux qui suivent présentent des actifs financiers et des passifs financiers évalués à la juste valeur conformément à la hiérarchie des justes valeurs aux 31 décembre 2018 et 2017 :

(en millions de dollars)	31 décembre 2018			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Actifs				
<i>Fonds distinct pour combustible irradié</i>				
Placements évalués à la juste valeur, compte non tenu des placements évalués à la valeur liquidative	5 245	4 926	-	10 171
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				1 775
				11 946
Montant à payer à la Province				(1 982)
Fonds distinct pour combustible irradié, montant net				9 964
<i>Fonds distinct de déclassement</i>				
Placements évalués à la juste valeur, compte non tenu des placements évalués à la valeur liquidative	3 962	3 635	-	7 597
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				1 436
				9 033
Montant à payer à la Province				(1 514)
Fonds distinct de déclassement, montant net				7 519
Placement dans des titres de capitaux propres	153	-	-	153
Autres actifs financiers	5	3	43	51
Passif				
Autres passifs financiers	(19)	(4)	-	(23)

¹ Représentent les placements évalués à la juste valeur, au moyen de la valeur liquidative comme substitut pratique de la juste valeur, qui n'ont pas été classés dans la hiérarchie des justes valeurs. Les montants à la juste valeur des placements présentés dans ce tableau visent à permettre le rapprochement de la hiérarchie des justes valeurs et des montants présentés au bilan consolidé.

	31 décembre 2017			
(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actifs				
<i>Fonds distinct pour combustible irradié</i>				
Placements évalués à la juste valeur, compte non tenu des placements évalués à la valeur liquidative	6 090	4 705	-	10 795
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				1 292
				12 087
Montant à payer à la Province				(2 529)
Fonds distinct pour combustible irradié, montant net				9 558
<i>Fonds distinct de déclassement</i>				
Placements évalués à la juste valeur, compte non tenu des placements évalués à la valeur liquidative	4 547	3 487	-	8 034
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				1 065
				9 099
Montant à payer à la Province				(1 933)
Fonds distinct de déclassement, montant net				7 166
Placements dans des titres de capitaux propres	188	-	-	188
Autres actifs financiers	5	3	6	14
Passif				
Autres passifs financiers	(28)	(2)	-	(30)

¹ Représentent les placements évalués à la juste valeur, au moyen de la valeur liquidative comme substitut pratique de la juste valeur, qui n'ont pas été classés dans la hiérarchie des justes valeurs. Les montants à la juste valeur des placements présentés dans ce tableau visent à permettre le rapprochement de la hiérarchie des justes valeurs et des montants présentés au bilan consolidé.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, il n'y a eu aucun transfert entre le niveau 1 et le niveau 2 et vers ou depuis le niveau 3.

Le tableau qui suit présente les variations des actifs nets d'OPG mesurés à la juste valeur, selon les instruments financiers de niveau 3 :

(en millions de dollars)	Autres instruments financiers
Solde d'ouverture au 1 ^{er} janvier 2018	6
Gains latents inclus dans les revenus	2
Pertes réalisées incluses dans les revenus	(16)
Achats	51
Solde de clôture au 31 décembre 2018	43

Fonds distincts nucléaires

La juste valeur des placements dans le portefeuille de placements non traditionnels des Fonds distincts nucléaires est établie à l'aide 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 ou 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.

Le tableau qui suit présente les catégories de placements détenus dans les Fonds distincts nucléaires qui étaient présentés à la valeur liquidative au 31 décembre 2018 :

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	Juste valeur	Engagements non capitalisés	Fréquence des rachats	Avis de rachat
Actifs immobiliers				
Infrastructures	1 803	622	s. o.	s. o.
Titres immobiliers	1 258	588	s. o.	s. o.
Agriculture et terres forestières	150	47	s. o.	s. o.
Fonds groupés				
Placements à court terme	19	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Titres à revenu fixe	1 823	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Capitaux propres	843	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Total	5 896	1 257		

La juste valeur des fonds groupés est classée dans le niveau 2. Les placements dans les secteurs des infrastructures, de l'immobilier et de l'agriculture et des terres forestières sont évalués au moyen de la valeur liquidative comme mesure de simplification 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 en fonction de la valeur liquidative de la participation des Fonds distincts nucléaires dans les capitaux propres ou dans les placements sous-jacents détenus par les filiales d'un fonds d'infrastructures. Les placements dans les fonds d'infrastructures respectifs ne sont pas remboursables. Toutefois, les Fonds distincts nucléaires peuvent transférer toute partie de leur participation en actions ou dans des sociétés en commandite simple à une autre partie, comme le stipulent les conventions de société en commandite ou d'actionnaires. Les distributions de chaque fonds d'infrastructures seront reçues en fonction du rendement des placements sous-jacents ou du produit de la liquidation éventuelle des placements sous-jacents des fonds d'infrastructures. Il est impossible de prédire quand les actifs sous-jacents des fonds d'infrastructures seront liquidés. Toutefois, les fonds d'infrastructures arrivent à échéance entre 2019 et 2028.

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 que la possibilité d'une 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 des sociétés en commandite simple ne sont pas remboursables. Toutefois, les Fonds distincts nucléaires peuvent transférer toute partie de leur participation dans une société en commandite simple à une autre partie, comme le stipule la convention de société en commandite. Les distributions de chaque fonds immobilier seront reçues en fonction du rendement des placements sous-jacents ou du produit de la liquidation éventuelle des placements sous-jacents des fonds. Pour les placements dans des sociétés immobilières fermées, les actions peuvent être remboursées selon un processus de remboursement préétabli. Il est impossible de prédire quand les actifs sous-jacents de cette catégorie seront liquidés.

Agriculture et terres forestières

Cette catégorie comprend un portefeuille diversifié de placements mondiaux dans des terres agricoles et forestières. 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 ne sont pas remboursables. Toutefois, les Fonds distincts nucléaires peuvent transférer toute partie de leur participation en actions ou dans des sociétés en commandite simple à une autre partie, comme le stipulent les conventions de société en commandite ou d'actionnaires. Les distributions de chaque fonds d'agriculture et de terres forestières seront 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 groupés

Cette catégorie représente les placements dans des fonds groupés. Un fonds groupé 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 groupés 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 2018 et 2017, 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^{er} décembre 2017, afin de permettre la création et l'émission d'actions de catégorie A sans droit de vote à l'intention de la Province en échange d'injections de capitaux propres dans OPG. Toutes les actions en circulation appartiennent directement à la Province et OPG est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions de catégorie A sans valeur nominale. Les actions de catégorie A et les actions ordinaires sont de rang égal en matière de droit aux dividendes, et tous les dividendes déclarés par OPG doivent l'être en montant égal par action, et ce, pour toutes les actions en circulation sans préférence ni distinction. Au moment de la liquidation, ou de la dissolution d'OPG, volontaire ou non, les porteurs d'actions de catégorie A et d'actions ordinaires ont droit au partage des biens et des actifs également, à parité numérique dans le cadre de la distribution des biens et des actifs, sans préférence ni distinction. Toute émission d'une nouvelle catégorie d'actions est assujettie au consentement de la Province. OPG est autorisée à racheter les actions de catégorie A en circulation si le conseil d'administration d'OPG donne son approbation.

Au cours de 2018, OPG a émis 6 126 199 actions de catégorie A au prix de 43,74 \$ l'action à la Province en échange d'une injection de capitaux propres dans OPG, pour un produit de 268 millions de dollars.

Au 31 décembre 2018, OPG avait 18 343 815 actions de catégorie A émises et en circulation d'une valeur déclarée de 787 millions de dollars (12 217 616 actions de catégorie A émises et en circulation d'une valeur déclarée de 519 millions de dollars au 31 décembre 2017).

17. RÉSULTATS PAR ACTION

Le résultat 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. Au 31 décembre 2018, ce nombre était de 273,2 millions (256,7 millions en 2017). Au cours des exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017, il n'y avait aucun titre dilutif.

18. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Litiges

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

En 2012, l'arbitre a conclu que British Energy était responsable, vis-à-vis des requérants, d'une partie des dommages qu'ils réclamaient. British Energy a évalué le montant du règlement final à 71 millions de dollars. En septembre 2014, British Energy a modifié sa déclaration (déclaration modifiée) pour réduire le montant des dommages à 100 millions de dollars pour refléter le fait que l'arbitrage n'avait pas accordé aux acquéreurs de la participation de British Energy dans Bruce Power tous les dommages qu'ils réclamaient initialement. Dans sa déclaration modifiée, British Energy a allégué aussi qu'OPG avait manqué à un engagement contractuel d'assurer l'entretien du générateur de vapeur entre le moment de la conclusion du contrat de location initial et la date d'entrée en vigueur du loyer, conformément aux bonnes pratiques.

En novembre 2016, British Energy a obtenu l'approbation de la Cour de justice supérieure de l'Ontario d'un calendrier pour la poursuite des procédures et selon lequel la date du procès devait être fixée avant le 31 décembre 2018. OPG a transmis une défense conformément à une prorogation de la date limite initiale du 30 juin 2017, indiquée dans le calendrier. British Energy a signifié une réponse le 14 novembre 2018 et ses documents d'affidavit le 23 novembre 2018. British Energy a obtenu une prolongation du temps alloué pour fixer la date du procès. OPG attend plus de détails à ce sujet pour le calendrier des étapes à venir.

OPG ou ses filiales font face à diverses autres actions en justice couvrant un large ensemble de questions soulevées dans le cours normal des affaires.

Chacun de ces litiges s'accompagne d'incertitudes. L'issue de certains d'entre eux pourrait être défavorable. Bien qu'il ne soit 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

La Société et ses coentrepreneurs ont conjointement garanti la performance financière des entités sous contrôle conjoint, principalement en ce qui a trait au paiement des dettes. Au 31 décembre 2018, le montant total des garanties fournies à ces entités par OPG se chiffrait à 81 millions de dollars (82 millions de dollars au 31 décembre 2017). OPG peut en tout temps mettre fin à ces garanties en donnant un bref préavis, par écrit, aux contreparties. Les autres garanties viennent à échéance entre 2019 et 2029. Au 31 décembre 2018, l'incidence éventuelle de la juste valeur de ces garanties sur le bénéfice avait été jugée négligeable et OPG ne s'attendait pas à faire de paiement associé à ces garanties.

Obligations contractuelles

Les obligations contractuelles d'OPG au 31 décembre 2018 étaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2019	2020	2021	2022	2023	Par la suite	Total
Ententes d'achat de combustible	131	114	96	72	76	10	499
Cotisations au régime de retraite agréé d'OPG ¹	199	203	-	-	-	-	402
Remboursement sur la dette à long terme	368	663	416	177	46	5 042	6 712
Intérêt sur la dette à long terme	281	259	230	215	210	3 912	5 107
Remboursement de la dette de premier rang de Fair Hydro Trust	12	-	-	-	-	900	912
Intérêt sur la dette de premier rang de Fair Hydro Trust	31	31	31	31	31	379	534
Remboursement sur la dette à court terme	310	-	-	-	-	-	310
Engagements liés à la réfection de la centrale Darlington ²	378	-	-	-	-	-	378
Permis d'exploitation	43	41	42	43	44	91	304
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	16	12	11	10	7	30	86
Obligations d'achat non conditionnelles	54	52	4	4	-	-	114
Créditeurs et charges à payer	892	18	-	-	-	16	926
Autres	120	14	10	10	8	74	236
Total	2 835	1 407	840	562	422	10 454	16 520

¹ Les cotisations aux régimes de retraite comprennent les obligations de capitalisation continues et les obligations de capitalisation additionnelles requises pour combler le déficit conformément à l'évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG en date du 1^{er} janvier 2018. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être réalisée d'ici le 1^{er} janvier 2021. 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 2020 sont exclues en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires pour calculer les prévisions d'entrée des flux de trésorerie futurs. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu de temps à autre.

² Représentent les coûts estimatifs actuellement engagés pour clore le projet, y compris les montants à comptabiliser pour les travaux réalisés, la démobilisation du personnel affecté au projet, et l'annulation des contrats existants 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 A et Bruce B à Bruce Power. En vertu du contrat de location, modifié en décembre 2015, 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 A et Bruce B est compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production nucléaire d'OPG. La CEO a établi que, étant donné que les centrales nucléaires Bruce ne sont pas visées par le Règlement de l'Ontario 53/05, ces revenus, y compris les revenus de location, et ces coûts, y compris la dotation aux amortissements, doivent être établis selon la manière dont ils sont comptabilisés dans les états financiers consolidés d'OPG, sans l'application de concepts réglementaires. Par conséquent, la valeur comptable nette de ces centrales n'est pas incluse dans la base tarifaire.

La valeur comptable nette des immobilisations corporelles louées à Bruce Power s'établissait à 2 892 millions de dollars au 31 décembre 2018 (2 962 \$ en 2017). 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 Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique (le syndicat) et The Society of United Professionals (Society). Au 31 décembre 2018, le syndicat représentait quelque 4 600 employés à plein temps d'OPG, soit environ 52 % de son effectif permanent. La convention collective entre OPG et le PWU est arrivée à échéance le 31 mars 2018 et sera conclue dans le cadre d'un processus de médiation ou d'arbitrage.

Au 31 décembre 2018, The Society représentait environ 3 200 employés d'OPG, soit environ 36 % de son effectif permanent. L'actuelle convention collective entre OPG et The Society a une durée d'un an et vient à échéance le 31 décembre 2019.

19. SECTEURS D'ACTIVITÉ

Au 31 décembre 2018, OPG compte les cinq secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production visée par contrat et autre
- Fair Hydro Trust (fiducie pour des frais d'électricité équitables ou Fiducie)

Au quatrième trimestre de 2018, OPG a renommé son secteur Portefeuille de production liée par contrat en Production visée par contrat et autre pour refléter l'ajout des résultats d'exploitation de l'entreprise Eagle Creek récemment acquise, qui génère des revenus à la fois au moyen d'ententes d'achat d'énergie à long terme et en fournissant de l'énergie et de la capacité aux marchés de gros au comptant de l'électricité.

Production nucléaire réglementée

Le secteur Production nucléaire réglementée mène ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales nucléaires Pickering et Darlington qu'OPG possède et exploite. Il comprend aussi les revenus tirés d'un contrat de location à long terme et d'ententes connexes conclus avec Bruce Power, qui visent les centrales nucléaires Bruce. Ces revenus comprennent les revenus locatifs, les honoraires pour la gestion des déchets nucléaires et les revenus tirés des ventes d'eau lourde et des services de détritiation. Les revenus tirés de la gestion des déchets nucléaires, de la vente d'eau lourde et des services de détritiation sont comptabilisés au fur et à mesure que les services sont rendus ou lorsque les produits sont livrés. Ce secteur tire également des revenus de contrats de ventes d'isotopes existants et de services auxiliaires fournis par OPG à partir de ses centrales nucléaires. Les revenus tirés des services auxiliaires proviennent des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

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

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

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

Production hydroélectrique réglementée

Le secteur Production hydroélectrique réglementée d'OPG mène 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. À condition qu'OPG maintienne un permis valide de la CEO et sa conformité aux règles du marché de SIERE, ses centrales hydroélectriques réglementées pourront continuer d'offrir de l'électricité sur le marché. Le permis actuel de producteur d'OPG est valide jusqu'en octobre 2023.

De plus, le secteur comprend les revenus tirés des services auxiliaires et d'autres revenus provenant des centrales hydroélectriques réglementées d'OPG. Les produits tirés des services auxiliaires proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible comme réserve fonctionnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires,

dont des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de régulation et d'autres services.

Secteur Production visée par contrat et autre

Le secteur Production visée par contrat et autre mène ses activités en Ontario et aux États-Unis par la filiale Eagle Creek de la Société et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales de la Société qui ne sont pas visées par une réglementation des tarifs et fournit de l'énergie aux marchés de gros de comptant de l'électricité. Le secteur englobe principalement les centrales qui font l'objet d'une CAE avec la SIERE ou d'autres ententes d'achat d'énergie à long terme. Les CAE actuelles pour les centrales thermiques viennent à échéance en 2022 et en 2024, et dans la période de 2059 à 2064 pour les centrales hydroélectriques. Les dates d'échéance des ententes d'achat d'énergie d'Eagle Creek s'échelonnent de 2019 à 2039.

Le secteur Production visée par contrat et autre englobe aussi la quote-part revenant à OPG des bénéfices attribuables à sa participation de 50 % dans PEC et Brighton Beach. La centrale Brighton Beach fait l'objet d'une convention de conversion avec Shell Energy North America (Canada) Inc. qui expire en 2024, et PEC est exploitée en vertu d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre accéléré conclu avec la SIERE qui expire en 2029.

Le secteur comprend également les revenus tirés des services auxiliaires et les autres revenus provenant des centrales incluses dans le secteur, qui proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible comme réserve fonctionnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires, dont des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de régulation et d'autres services.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des secteurs de production comprennent des honoraires de services qui se rapportent à l'utilisation de certaines immobilisations corporelles et de certains actifs incorporels de la catégorie Autres. L'honoraire de services est comptabilisé comme une augmentation des revenus de la catégorie Autres, mais est éliminée dans les états des résultats consolidés.

Les honoraires de services compris dans les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par secteur en 2018 et 2017 ont été comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
Production nucléaire réglementée	37	36
Production hydroélectrique réglementée	7	7
Production visée par contrat et autre	4	4
	48	47

Secteur Fair Hydro Trust

Le secteur Fair Hydro Trust est un secteur qui ne produit pas d'électricité et qui n'est pas soumis à une réglementation des tarifs. Il présente les revenus liés au rôle d'OPG à titre de gestionnaire des services financiers du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables et à titre de détenteur de la dette de rang inférieur de la Fiducie en plus de comprendre les résultats financiers de la Fiducie. Les revenus du secteur sont composés des intérêts créditeurs provenant de la Fiducie, du recouvrement auprès de tiers des coûts et des honoraires de gestion financière et de services continus d'administration, contrebalancés en partie par les frais d'intérêts liés à la dette émise par OPG afin de financer l'acquisition de la dette de rang inférieur de la Fiducie et par d'autres coûts liés à la gestion et à l'administration de la Fiducie. Les honoraires d'OPG pour services rendus à la Fiducie à titre de gestionnaire des services financiers sont assujettis à une revue annuelle par la CEO.

Les revenus tirés de Fair Hydro Trust pour les exercices clos le 31 décembre ont été comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
Revenus	(2)	(8)
Charges d'exploitation	1	8
Intérêts créditeurs	(61)	(1)
Intérêts débiteurs	34	-
Revenus tirés de Fair Hydro Trust	(28)	(1)

Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (en millions de dollars)	Production réglementée			Production non réglementée			
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydro- électricité	Production visée par contrat et autre	Fair Hydro Trust	Autres	Éliminations
Produits tirés de contrats conclus avec les clients	3 437	-	1 425	591	-	15	-
Revenus de location	37	-	-	-	-	20	-
Revenus divers	-	131	-	-	-	56	(175)
Revenu total	3 474	131	1 425	591	-	91	(175)
Charges liées au combustible	283	-	334	54	-	-	-
Marge brute	3 191	131	1 091	537	-	91	(175)
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 302	131	337	180	1	49	(175)
Amortissement	512	-	154	83	-	35	-
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	971	-	8	-	6	-
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	(854)	-	-	-	-	-
Revenus tirés de Fair Hydro Trust	-	-	-	-	(28)	-	-
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	-	-	-	(44)	-	-	-
Impôts fonciers	26	-	1	8	-	2	-
Autres pertes (gains)	-	-	5	1	-	(276)	-
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	351	(117)	594	301	27	275	-
Intérêts débiteurs, montant net							77
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices							
Impôts sur les bénéfices							1 354
Bénéfice net							1 411
							1 213

Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (en millions de dollars)	Production réglementée			Production non réglementée			
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydro- électricité	Production visée par contrat et autre	Fair Hydro Trust	Autres	Éliminations Total
Produits tirés de contrats conclus avec les clients	3 058	-	1 436	579	-	6	5 079
Revenus de location	37	-	-	-	-	30	67
Revenus divers	-	121	-	-	-	54	12
Revenu total	3 095	121	1 436	579	-	90	5 158
Charges liées au combustible	284	-	351	53	-	1	689
Marge brute	2 811	121	1 085	526	-	89	4 469
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 293	129	330	169	1	65	2 824
Amortissement	431	-	139	79	-	30	679
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	943	-	9	-	8	960
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	(801)	-	-	-	-	(801)
Revenus tirés de Fair Hydro Trust	-	-	-	-	(1)	-	(1)
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	-	-	-	(38)	-	-	(38)
Impôts fonciers	26	-	1	7	-	6	40
Autres pertes (gains)	4	-	1	-	-	(384)	(379)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	57	(150)	614	300	-	364	1 185
Intérêts débiteurs, montant net							95
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices							1 090
Impôts sur les bénéfices							209
Bénéfice net							881

Principales données sectorielles du bilan consolidé au 31 décembre 2018 (en millions de dollars)	Production réglementée			Production non réglementée				
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électricité	Production visée par contrat et autre	Fair Hydro Trust	Autre	Total	
Immobilisations corporelles en service, montant net	6 228	-	7 360	4 009	-	202	17 799	
Constructions en cours	4 869	-	178	119	-	22	5 188	
Immobilisations corporelles, montant net	11 097	-	7 538	4 128	-	224	22 987	
Actifs incorporels en service, montant net	8	-	1	117	-	80	206	
Aménagement en cours	13	-	-	-	-	37	50	
Actifs incorporels, montant net	21	-	1	117	-	117	256	
Goodwill	-	-	-	107	-	-	107	
Stocks de combustible	253	-	-	41	-	-	294	
Matières et fournitures, montant net :								
À moins d'un an	101	-	-	2	-	-	103	
À long terme	343	-	-	4	-	-	347	
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)	-	17 483	-	-	-	-	17 483	
Créances de financement	-	-	-	-	1 788	-	1 788	
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	(20 922)	-	(159)	-	(144)	(21 225)	

Principales données sectorielles du bilan consolidé au 31 décembre 2017 <i>(en millions de dollars)</i>	Production réglementée			Production non réglementée		
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydro- électricité	Production visée par contrat et autres	Fair Hydro Trust	Autres Total
Immobilisations corporelles en service, montant net	6 167	-	7 359	3 480	-	224
Constructions en cours	3 839	-	157	78	-	18
						17 230
						4 092
Immobilisations corporelles, montant net	10 006	-	7 516	3 558	-	242
						21 322
Actifs incorporels en service, montant net	4	-	1	5	-	84
Aménagement en cours	16	-	-	-	-	23
						39
Actifs incorporels, montant net	20	-	1	5	-	107
						133
Stocks de combustible	265	-	-	44	-	-
						309
Matières et fournitures, montant net :						
À moins d'un an	102	-	-	1	-	-
À long terme	351	-	-	4	-	-
						103
						355
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)	-	16 724	-	-	-	-
						16 724
Créances de financement	-	-	-	-	1 179	-
						1 179
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	(20 077)	-	(151)	-	(193)
						(20 421)

Détails des dépenses en immobilisations du secteur (en millions de dollars)	Production réglementée			Production non réglementée			
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électrique	Production visée par contrat et autre production	Fair Hydro Trust	Autres	Total
Exercice clos le 31 décembre 2018							
Dépenses en immobilisations corporelles et en actifs incorporels	1 492	-	167	135	-	65	1 859
Exercice clos le 31 décembre 2017							
Dépenses en immobilisations corporelles et en actifs incorporels	1 631	-	148	73	-	74	1 926

20. VARIATIONS NETTES DES SOLDES DU FONDS DE ROULEMENT HORS TRÉSORERIE

(en millions de dollars)	31 décembre	
	2018	2017
Montants à recevoir de parties liées	(114)	60
Stocks de combustible	15	1
Matières et fournitures	18	30
Charges payées d'avance	(1)	(14)
Autres actifs à court terme ¹	(10)	(31)
Impôts sur les bénéfices à payer	(43)	2
Créditeurs et charges à payer	(25)	32
	(160)	80

¹ Représentent les autres débiteurs.

21. PAIEMENTS DE DIVIDENDES À L'ACTIONNAIRE

En avril 2017, OPG a conclu la vente des locaux de son siège social et du parc de stationnement adjacent situés au 700 University Avenue et au 40 Murray Street à Toronto, en Ontario, un actif non essentiel de l'entreprise. La vente a été réalisée conformément à une déclaration de l'actionnaire et à une résolution de l'actionnaire qu'OPG a reçues en décembre 2015. En mars 2018, en vertu de la déclaration de l'actionnaire et de la résolution de l'actionnaire et comme le prescrit la Loi de 2014 sur le Fonds Trillium (la loi sur le Fonds Trillium), OPG a transféré le produit de cette cession, diminué des déductions prescrites aux termes de cette loi, au Trésor de la Province sous forme de dividende spécial d'un montant de 283 millions de dollars, autorisé par le conseil d'administration d'OPG en mars 2018.

22. VENTE D'ACTIFS NON ESSENTIELS

Vente du site de la centrale Lakeview

En mars 2018, OPG a conclu la vente du site de son ancienne centrale Lakeview situé à Mississauga en Ontario, donnant lieu à la comptabilisation en résultat d'un gain à la vente après impôts de 205 millions de dollars, déduction faite des incidences fiscales de 68 millions de dollars, au premier trimestre de 2018. La vente a été réalisée conformément à une déclaration de l'actionnaire et à une résolution de l'actionnaire reçue en juin 2016.

Vente des locaux du siège social

En avril 2017, OPG a conclu la vente des locaux de son siège social et du parc de stationnement adjacent situés au 700 University Avenue et au 40 Murray Street à Toronto, en Ontario, donnant lieu à la comptabilisation en résultat d'un gain à la vente de 283 millions de dollars, déduction faite de l'incidence fiscale de 95 millions de dollars, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017. Par suite de la déclaration de l'actionnaire et de la résolution de l'actionnaire et comme le prescrit la loi sur le Fonds Trillium, OPG a transféré le produit de cette cession, diminué des déductions prescrites aux termes de cette loi, au Trésor de la Province. Pour en savoir plus sur le transfert, voir la note 21.

23. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

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

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

Les opérations entre parties liées pour les exercices clos les 31 décembre sont résumées ci-dessous :

(en millions de dollars)	2018		2017	
	Revenus	Charges	Revenus	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	11	-	8	-
Services	-	7	1	10
Dividendes	7	-	7	-
Province d'Ontario				
Variation du montant du Fonds distinct de déclassement à payer à la Province ¹	-	(419)	-	456
Variation du montant du Fonds distinct pour combustible irradié à payer à la Province ¹	-	(547)	-	591
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	108	-	110
Commission de garantie de l'ONFA	-	-	-	8
Autres	-	-	-	2
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	219	-	216
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	-	149	-	158
Impôts sur les bénéfices	-	267	-	246
SIERE				
Revenus liés à la production d'électricité	5 068	-	4 802	-
Revenus tirés de Fair Hydro Trust	63	-	1	-
	5 149	(216)	4 819	1 797

¹ Les Fonds distincts nucléaires sont présentés aux bilans consolidés déduction faite des montants comptabilisés comme étant à payer à la Province relativement à tout excédent de capitalisation et, pour le Fonds distinct pour combustible irradié, au taux de rendement garanti de la Province. Aux 31 décembre 2018 et 2017, les Fonds distincts nucléaires étaient présentés déduction faite des montants à payer à la Province respectivement de 3 496 millions de dollars et 4 462 millions de dollars.

Les montants à recevoir, les créances de financement, les titres de capitaux propres, les montants à payer et les soldes de la dette à long terme entre OPG et ses parties liées sont présentés ci-dessous :

(en millions de dollars)	31 décembre	
	2018	2017
Montants à recevoir de parties liées		
Hydro One	1	1
SIERE – montants à recevoir liés à l'électricité	478	354
SIERE – Fair Hydro Trust ¹	2	7
PEC	2	4
Province d'Ontario	-	3
Créances de financement		
SIERE – Fair Hydro Trust	1 788	1 179
Titres de capitaux propres		
Actions de Hydro One	153	188
Créditeurs et charges à payer		
Hydro One	4	1
SFIEO	50	52
Province d'Ontario	8	9
SIERE – montants à payer liés à l'électricité	8	11
SIERE – Fair Hydro Trust	13	3
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)		
Billets à payer à la SFIEO	3 400	3 195

¹ Le solde comprend des revenus non facturés.

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 2018, les Fonds distincts nucléaires détenaient 1 399 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (1 502 millions de dollars en 2017) et 2 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (9 millions de dollars en 2017). Au 31 décembre 2018, la caisse de retraite du régime agréé détenait 41 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (néant en 2017) et ne détenait aucun bon du Trésor de la province d'Ontario (1 million de dollars en 2017). 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.

En 2018, Fair Hydro Trust a acquis des participations d'investissement auprès de la SIERE pour des montants totalisant 609 millions de dollars (1 179 millions de dollars en 2017), qui ont été classés dans les créances de financement aux bilans consolidés d'OPG. Les transactions ont été réglées en trésorerie, au moyen du produit de l'émission par la Fiducie de titres de créances de premier rang à des tiers et de l'émission de titres d'emprunt subordonnés à OPG. Selon le règlement général de la Loi pour des frais d'électricité équitables, la SIERE se retrouve dans l'obligation de payer et de verser les coûts de possession de la Fiducie, sauf le remboursement du principal de toute obligation financière, et ce, jusqu'au 31 juillet 2021. Dès le 1^{er} mai 2021, des consommateurs déterminés se verront facturer par leur entreprise de distribution locale un montant se rapportant à l'ajustement pour l'énergie propre, le cas échéant, servant à rembourser les coûts de possession de la Fiducie. Les fonds amassés seront versés à la Fiducie par l'entremise de la SIERE et serviront à régler toutes les charges liées au financement ainsi que les autres charges liées à la Fiducie sous-tendant les créances de financement.

Au 31 décembre 2018, les bilans consolidés d'OPG comprenaient environ 2 millions de dollars de revenus au titre du recouvrement des coûts non facturés de la SIERE (7 millions de dollars en 2017), principalement pour les honoraires généraux d'OPG à titre de gestionnaire des services financiers, en vertu de la Loi pour des frais d'électricité équitables relativement aux frais de gestion, aux coûts engagés par des tiers et à certains coûts directs de main-d'œuvre.

La Province a fourni une garantie limitée à des créanciers particuliers de Fair Hydro Trust. La garantie limitée serait activée dans l'éventualité où 1) la capacité de la Fiducie à recevoir des montants à l'égard de la participation d'investissement afin de payer certaines obligations de financement se verrait compromise en raison d'une des raisons suivantes : a) la Province apporte des changements à la Loi pour des frais d'électricité équitables ou à toute autre loi ou règlement; b) la Province entreprend d'apporter d'importants changements au marché de l'électricité d'Ontario; ou 2) un tribunal déclare que la Loi pour des frais d'électricité équitables n'est pas valide ou qu'elle est inconstitutionnelle.

En septembre 2018, la Province a annoncé qu'elle entendait apporter les modifications législatives proposées à la Loi pour des frais d'électricité équitables dans le but d'annuler la composante refinancement du rajustement global du Plan pour des frais d'électricité équitables. La Province a également déclaré qu'elle avait l'intention de financer toutes les obligations futures émises et en cours de la Fiducie à la date à laquelle la garantie limitée serait appelée. OPG continuera de surveiller l'évolution des questions liées à la Loi pour des frais d'électricité équitables et de ses règlements d'application.

24. PARTICIPATIONS DANS DES ENTITÉS SOUS INFLUENCE NOTABLE

Les participations dans des entités sous influence notable représentent les participations de 50 % d'OPG dans les entités sous contrôle conjoint PEC et Brighton Beach, de même que des participations sans contrôle dans 12 entités menant leurs activités dans des centrales hydroélectriques ou solaires aux États-Unis et acquises par OPG en novembre 2018 dans le cadre de l'acquisition d'Eagle Creek. Ces participations dans des entités sous influence notable sont comptabilisées à la valeur de consolidation. Les soldes des participations dans des entités sous influence notable au 31 décembre se présentaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017
PEC		
Actif à court terme	21	20
Actif à long terme	225	240
Passif à court terme	(8)	(10)
Passif à long terme	(6)	(6)
Brighton Beach		
Actif à court terme	7	5
Actif à long terme	150	160
Passif à court terme	(18)	(17)
Passif à long terme	(9)	(9)
Dette à long terme	(58)	(74)
Divers¹		
Actifs nets totaux	35	-
Participations dans des entités sous influence notable	339	309

¹ Représente les participations minoritaires dans 12 entités

25. RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, des frais de recherche et de développement de 106 millions de dollars (107 millions de dollars en 2017) été imputés aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.

26. PARTICIPATION SANS CONTRÔLE

PSS Generating Station LP

PSS est une société en commandite formée par OPG, Coral Rapids Power Corporation (CRP) et PSS Generating Station Inc. 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 mégawatts (MW) sur la rivière New Post. OPG inclut les résultats de PSS dans ses états financiers consolidés et présente la participation de CRP comme une participation sans contrôle.

La centrale Peter Sutherland Sr. a été mise en service en mars 2017 et, en avril 2017, CRP a accru sa participation dans PSS pour la faire passer à 33 % en vertu de la convention de société en commandite, en effectuant des apports totalisant 21 millions de dollars, réduisant ainsi la participation d'OPG pour la faire passer à 67 %. La participation de 33 % de CRP dans PSS est présentée à titre de participation sans contrôle. En raison de l'accroissement de la participation de CRP dans la société en commandite, la perte au titre du cumul des autres éléments du résultat étendu de PSS et le déficit du commandité ont été attribués de manière proportionnelle à CRP en comptabilisant une réduction de sa participation sans contrôle.

Nanticoke Solar LP

En mars 2016, Nanticoke Solar LP (NSLP), alors société en commandite formée par OPG, SunEdison Canadian Construction LP (SECCLP) et une filiale de Six Nations of the Grand River Development Corporation, a été sélectionnée dans le cadre du processus d'approvisionnement de grands projets d'énergie renouvelable de la SIERE pour la construction d'une centrale solaire de 44 MW sur le site de la centrale Nanticoke d'OPG et sur les terres adjacentes. Au premier trimestre de 2017, OPG a acquis l'ensemble des participations que détenait SECCLP dans NSLP, ce qui représentait 25 % des participations dans NSLP. Par suite de l'acquisition, OPG détient une participation de 90 % dans NSLP, dont la valeur avoisine 2 millions de dollars au 31 décembre 2018.

OPG inclut les résultats de NSLP dans ses états financiers consolidés et présente la participation de la filiale de Six Nations of the Grand River Development Corporation comme une participation sans contrôle.

27. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

Émission d'obligations vertes

En janvier 2019, OPG a procédé à une deuxième émission d'obligations vertes en vertu de son programme de billets à moyen terme actuel. Les obligations d'un montant de 500 millions de dollars et d'une durée de 30 ans sont assorties d'un taux d'intérêt de 4,25 % et viennent à échéance en 2049. Le produit net servira à financer des projets admissibles dans le cadre de référence pour les obligations vertes d'OPG, y compris l'acquisition d'Eagle Creek.

Décision de la CEO sur la demande d'OPG de recouvrer les comptes de report et d'écarts

Le 21 février 2019, la CEO a publié une décision et une ordonnance dans lesquelles elle approuvait une entente de règlement intégral conclue par OPG et les intervenants autorisant l'utilisation des comptes réglementaires demandée par OPG, ce qui a donné lieu à l'approbation de recouvrer un montant total de 1,3 milliard de dollars comptabilisé dans ces comptes et à l'incidence fiscale connexe, sans ajustement. La décision et l'ordonnance de la CEO permettaient à OPG de recouvrer un montant de 535 millions de dollars sur les soldes approuvés sous la forme d'avenants tarifaires nucléaires et hydroélectriques réglementés additionnels pour la période du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2021. Les soldes approuvés restants seront recouvrés après 2021.

Membres de la haute direction d'OPG



Wendy Kei

Présidente
du conseil
d'administration



Ken Hartwick

Président et chef
de la direction



Shelley Babin

Vice-présidente
principale et
directrice des
Affaires juridiques



Nicole Butcher

Vice-présidente
principale,
Développement
des affaires et
Stratégies



Alec Cheng

Vice-président et
trésorier



Heather Ferguson

Vice-présidente
principale, Affaires
générales



Chris Ginther

Chef de
l'administration



Sean Granville

Chef du nucléaire



David Kaposi

Vice-président
et chef des
placements



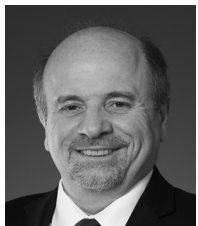
Mike Martelli

Président,
Production
renouvelable



Carlton Mathias

Vice-président,
Gouvernance et
secrétaire général



John Mauti

Chef des finances
et vice-président
principal intérimaire,
Finances



Dominique Minière

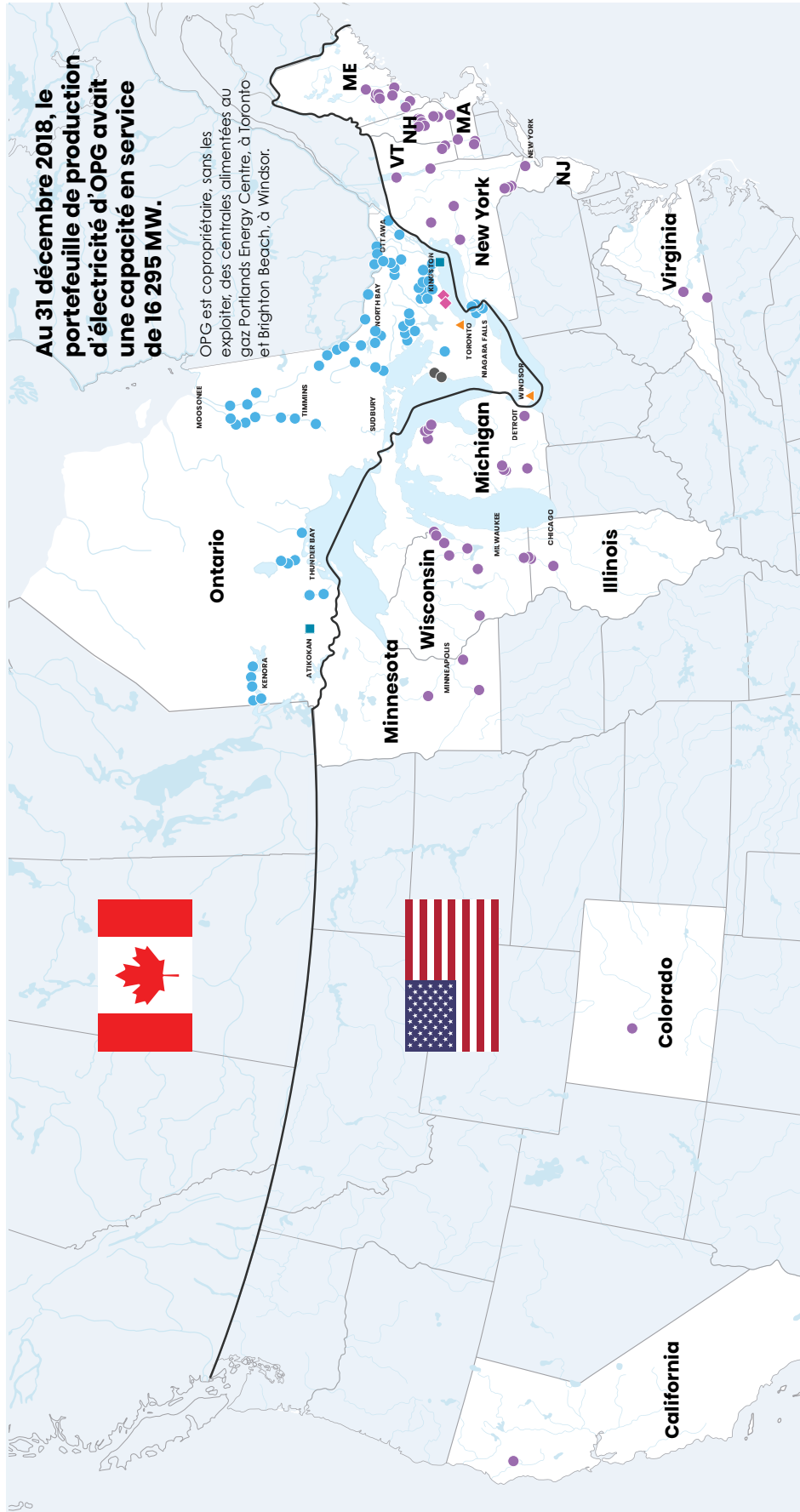
Président, Nucléaire



Dietmar Reiner

Vice-président
principal,
chef des projets

Centrales d'Ontario Power Generation



2

centrales
nucléaires



2

centrales
nucléaires
louées



2

centrales
thermiques



2

centrales
alimentées
au gaz en
copropriété



66

centrales
hydroélectriques
au Canada



63

centrales
hydroélectriques
aux États-Unis

Ce rapport annuel est également publié en anglais sur notre site Web.
This annual report is also available in English on our website.
www.opg.com

Ontario Power Generation Inc.

Siège social

700 University Avenue, Toronto, Ontario M5G 1X6

Téléphone : 416 592-2555 or 877 592-2555

© Ontario Power Generation Inc., août 2019

Veuillez recycler.



Mixed Sources
Product group from well-managed
forests, controlled sources and
recycled wood or fibre
www.fsc.org Cert no. SCS-COC-884789
© 1996 Forest Stewardship Council

