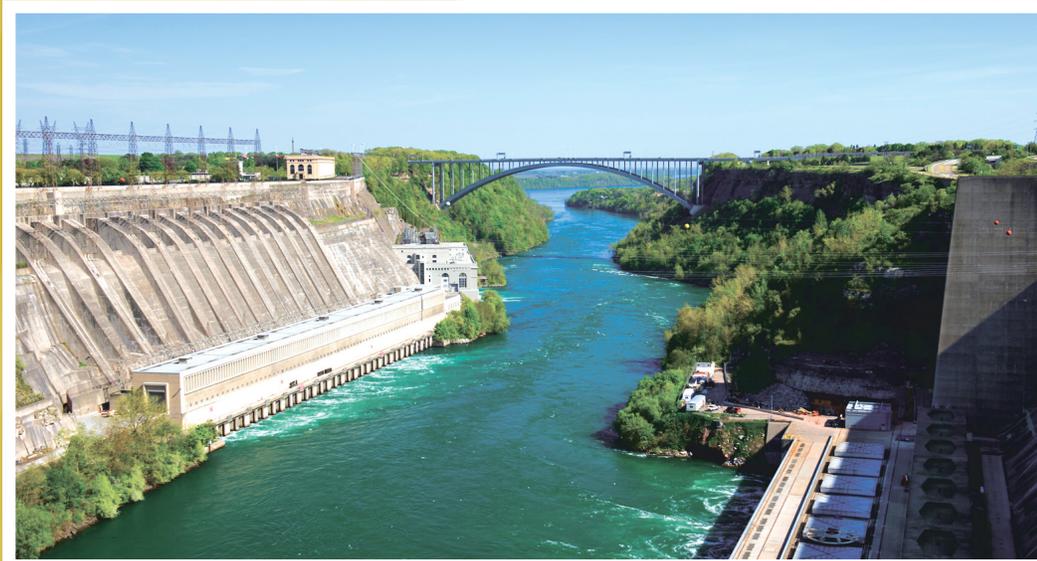




Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario

Audit de l'optimisation
des ressources :
Ontario Power
Generation :
gestion et entretien
des centrales
hydroélectriques



Novembre 2022

Ontario Power Generation

Gestion et entretien des centrales hydroélectriques

1.0 Résumé

En Ontario, l'électricité fait partie intégrante de la vie des gens au quotidien et joue un rôle important dans l'économie. Que ce soit pour chauffer et éclairer nos domiciles ou faire fonctionner nos réfrigérateurs, automobiles et ordinateurs, l'électricité contribue à rehausser notre sécurité, notre qualité de vie et notre productivité.

L'électricité peut être produite à partir de diverses sources, y compris le nucléaire, les combustibles fossiles (comme le charbon et le gaz naturel) et l'énergie renouvelable (comme l'hydroélectricité, l'énergie éolienne, l'énergie solaire et la bioénergie). Pour apaiser les inquiétudes croissantes à l'égard du changement climatique, il y a eu en Ontario une transition entraînant le recours, dans la production de l'électricité, aux sources d'énergie propre et renouvelable plutôt qu'aux combustibles fossiles, lesquels occasionnent l'émission de fortes quantités de gaz à effet de serre qui causent le réchauffement climatique. Il y a 13 ans, le gouvernement provincial a adopté la *Loi de 2009 sur l'énergie verte*, aux termes de laquelle en Ontario, les centrales à énergie renouvelable et au gaz naturel remplacent progressivement celles au charbon.

Ontario Power Generation (OPG) produit plus de la moitié de l'électricité en Ontario. OPG est une société dont le siège se trouve en Ontario et qui a pour activité principale de produire et de vendre de l'électricité. Elle a été créée en vertu de la Loi sur les sociétés par actions de l'Ontario en 1999 et l'État de l'Ontario en est pleinement propriétaire. OPG produit de l'électricité à partir de diverses sources d'énergie, notamment l'énergie hydraulique, nucléaire, gazière et biomasse.

Au 31 mars 2022, OPG disposait d'environ 14 700 mégawatts (MW) de puissance en service (la capacité maximale à laquelle une centrale est conçue pour fonctionner) dans toutes ses centrales, à l'exception des filiales. L'électricité produite à partir de l'énergie hydraulique représente 7 500 MW (ou 51 %) de la puissance totale d'OPG. Celle produite à partir de l'énergie nucléaire se situe au deuxième rang, à 4 850 MW (ou 33 %).

L'énergie hydroélectrique (ou l'hydroélectricité) constitue en Ontario la source essentielle d'électricité; depuis 2007, elle est à l'origine d'à peu près 23 % à 25 % de l'approvisionnement en électricité de la province. L'hydroélectricité est assimilée à une forme d'énergie renouvelable parce que, dans le cadre de sa production, l'eau qui circule dans la centrale hydroélectrique n'est pas consommée et réintègre habituellement le cours d'où elle provient. Une fois

l'électricité produite, elle est acheminée par des lignes électriques vers les consommateurs.

OPG possède et fait fonctionner 66 centrales hydroélectriques : bon nombre d'entre elles fonctionnent depuis plus de 50 ans, voire 100 ans et plus dans le cas des plus anciennes.

Ces cinq dernières années (2017-2021), les revenus annuels qu'OPG a tirés de la production à partir de l'énergie hydraulique sont demeurés relativement stables, dans une fourchette de 1,8 à 1,9 milliard de dollars, tandis que les coûts annuels de fonctionnement ont oscillé entre 950 millions et 1,03 milliard de dollars. Pendant ce temps, les coûts des projets d'immobilisations visant, par exemple, à remplacer le matériel vieillissant ont bondi de 215 %, pour passer de 208 millions en 2017 à 656 millions en 2021.

Au cours de notre audit, nous avons constaté que les centrales hydroélectriques d'OPG n'avaient pas été exploitées efficacement ces sept dernières années en raison de la nécessité de freiner la production d'électricité. De plus, OPG a enregistré plus de 700 millions de dollars en revenus depuis 2015 relativement au déversement de l'eau de ses centrales sans qu'il y ait production d'électricité, dans un contexte où l'offre d'électricité dépassait la demande en Ontario.

Nous avons également remarqué que, ces dernières années, les autorisations de travail d'entretien d'OPG étaient en augmentation constante, à cause en partie du vieillissement des centrales et du matériel. OPG accumule aussi un arriéré continu de bons de travail d'entretien depuis au moins 2017. Bien que ses groupes électrogènes puissent habituellement fonctionner (de 88 % à 91 % du temps), le nombre de pannes forcées (ou inattendues) de ces groupes s'est accru de 2014 à 2019; depuis ce temps, leur nombre régresse lentement, mais demeure supérieur à celui en 2014.

Compte tenu de l'augmentation attendue de la demande en électricité, du manque à gagner attendu en la matière à cause de la fermeture éventuelle de la centrale nucléaire de Pickering (qui compte une puissance installée quelque 3 100 MW) en 2024-2025, et des exigences liées à la construction de centrales hydroélectriques, il importe qu'OPG entretienne et

gère adéquatement ses centrales en activité pour que la production d'électricité soit judicieuse et financièrement avantageuse. OPG estime qu'il y a une capacité hydroélectrique inexploitée de 3 000 à 4 000 MW dans le Nord ontarien et une capacité supplémentaire de 1 000 MW à cet égard dans le Sud ontarien.

Voici un aperçu de nos constatations importantes :

- **OPG n'est pas en mesure d'exploiter pleinement sa puissance hydroélectrique depuis sept ans.** Nous avons examiné la puissance installée totale d'OPG pour ensuite la comparer à la production en sept ans, de 2015 à 2021. Selon ce que nous avons constaté, au cours de cette période, OPG n'exploitait que de 48 % à 51 % de la puissance installée totale des centrales. Nous avons également examiné la production hydroélectrique réelle d'OPG pour ensuite la comparer à ce qu'elle aurait pu être, compte tenu de facteurs tels que la disponibilité de l'eau, la demande en électricité et les pannes. Nous avons constaté qu'en sept ans, de 2015 à 2021, OPG avait produit seulement 226 millions de mégawattheures (MWh) d'électricité alors que sa production aurait pu atteindre quelque 269 millions de MWh, ce qui veut dire qu'une puissance de 43 millions de MWh n'a pas été exploitée. Seulement en 2021, OPG aurait pu produire 4,6 millions de mégawattheures (MWh) supplémentaires d'électricité, ce qui aurait suffi à l'alimentation de plus de 540 000 ménages en Ontario pendant un an. Nous avons constaté qu'OPG n'avait pas effectué d'analyse détaillée qui aurait permis d'expliquer le décalage marqué entre la puissance installée et la production réelle, mais on nous a appris que cet état de choses est imputable à plusieurs raisons à la fois. Par exemple :
 - L'Ontario n'a pas la quantité d'eau requise pour exploiter toutes les centrales hydroélectriques à pleine capacité 24 heures sur 24, 7 jours sur 7, pendant que la disponibilité et le débit de l'eau dépendent

de facteurs saisonniers qui peuvent également varier d'une année à l'autre.

- Certaines centrales d'OPG ont été aménagées à titre de centrales à puissance intermédiaire ou de crête, ce qui signifie qu'elles ont été conçues et construites pour produire uniquement en période de forte demande. Elles n'avaient pas pour objet de produire constamment de l'électricité, ce qui serait impossible de toute manière à cause de la disponibilité de l'eau.
- La puissance installée ne tient pas compte du fait que les groupes électrogènes doivent être mis hors service pour fins d'entretien et de réparation et qu'ils risquent également de subir les effets des pannes.
- OPG doit observer certains aspects liés à l'environnement et à la gestion des eaux à des fins récréatives.
- **OPG doit intensifier ses rapports professionnels avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) afin d'étudier de nouvelles occasions de production d'hydroélectricité qui combleront les futures demandes en électricité, compte tenu des exigences et des incertitudes liées à la construction de centrales.** OPG est le plus important producteur d'électricité en Ontario, tandis que la SIERE est chargée de gérer et de planifier l'approvisionnement en électricité de la province à partir de diverses sources d'énergie (y compris l'énergie hydraulique) pour répondre aux futurs besoins. Il est donc essentiel qu'OPG et la SIERE entretiennent des rapports professionnels étroits, à plus forte raison si les deux parties se penchent sur d'autres occasions de production d'hydroélectricité dans le Nord ontarien. En janvier 2022, le gouvernement de l'Ontario a demandé, d'une part, à OPG d'examiner les possibilités en matière d'aménagements hydroélectriques dans le Nord ontarien et, d'autre part, à la SIERE de signaler l'infrastructure requise de transport d'électricité et les coûts connexes. La capacité

non construite (environ 3 000 à 4 000 MW) dans le Nord ontarien donne la possibilité d'ériger des centrales, mais l'aménagement d'une telle capacité comporte de nombreuses exigences et incertitudes quant à l'échelonnement et aux coûts. Par exemple, les cadres supérieurs d'OPG nous ont appris que l'aménagement des centrales, y compris la tenue d'évaluations environnementales, les consultations auprès des communautés autochtones, la construction de ces centrales et la mise en place des lignes de transport d'électricité, pourrait prendre de nombreuses années, voire 10 ans dans certains cas. De plus, d'après les estimations d'OPG, les coûts d'aménagement de centrales hydroélectriques seront considérables, selon une fourchette de 5 à 22 millions de dollars pour chaque MW de production électrique d'une centrale potentielle, compte tenu de l'emplacement et de l'état des lieux. Une fois pris en compte les autres coûts des centrales ayant trait au transport de l'électricité, les coûts estimatifs s'en trouveront majorés.

- **OPG a enregistré des revenus d'environ 730 millions de dollars depuis 2015 relativement au déversement de l'eau sans qu'il y ait production d'électricité, dans un contexte où l'offre d'électricité dépassait la demande en Ontario.** En Ontario, lorsque l'offre d'électricité dépasse la demande en Ontario, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité peut ordonner à OPG une baisse de la production par le déversement de l'eau, lorsqu'il n'y a actuellement aucune possibilité concrète d'emmagasiner l'hydroélectricité pour s'en servir à l'avenir. En ce qui touche 54 de ses 66 centrales hydroélectriques, OPG est rémunérée à un taux (actuellement 43,88 \$ par mégawattheure [MWh]) qui ne tient pas compte de la production perdue attribuable au déversement de l'eau en des conditions d'approvisionnement excédentaire en électricité. Nous avons constaté qu'en 2021,

la quantité d'électricité excédentaire perdue par suite du déversement de l'eau s'élevait à 1,9 million de MWh, ce qui suffit à alimenter en électricité quelque 220 000 ménages pendant un an. Nous avons également constaté que depuis 2015, OPG a enregistré des revenus d'environ 730 millions de dollars en lien avec le déversement de l'eau et déversé en eau l'équivalent de 25 millions de MWh. Le mode actuel d'indemnisation (lequel tient compte à la fois des coûts fixes d'OPG et des coûts variables de fonctionnement des centrales) ne semble pleinement optimiser les ressources pour les contribuables. À titre d'exemple, lorsque les centrales hydroélectriques d'OPG sont en mode déversement sans produire d'électricité, OPG engage peu de coûts variables dans leur fonctionnement. C'est donc dire que le mode d'indemnisation devrait tenir compte des coûts fixes, pendant que les coûts variables devraient être limités.

- **Le vieillissement des centrales hydroélectriques et du matériel a occasionné un arriéré constant des autorisations de travail, ce qui risque d'accroître les coûts d'entretien.** De 2015 à 2021, le nombre d'autorisations de travail d'entretien des centrales hydroélectriques d'OPG a bondi de 83 % (pour passer d'environ 18 400 en 2015 à 33 800 en 2021). Le coût connexe de ces autorisations de travail a augmenté de 48 % (pour passer de 48,2 millions de dollars à 71,2 millions de dollars), bien qu'OPG nous ait appris que cette augmentation découle en partie de l'exactitude et de la constance accrues de la saisie des coûts dans son système de gestion des travaux. Nous avons constaté que ces autorisations de travail se rapportaient pour la plupart à l'entretien préventif, lequel est habituellement effectué pour maintenir le matériel en bon état de fonctionnement et éviter des problèmes éventuels comme une défaillance du matériel qui risque de causer des pannes inattendues. Nous avons

également constaté qu'OPG accusait un arriéré continu d'autorisations de travail ces cinq dernières années et que l'arriéré s'établissait à quelque 9 500 autorisations de travail à la fin de 2021.

- **Qui plus est, l'état des centrales hydroélectriques n'a pas constamment été évalué à intervalles réguliers : quelque 20 % des centrales n'ont pas été évaluées en plus de 10 ans.** L'un des outils névralgiques dont OPG se sert dans l'évaluation et le suivi de l'état de ses centrales hydroélectriques, c'est la PCA (évaluation de l'état des centrales), au moyen duquel l'ingénieur évalue l'état d'une centrale ainsi que le matériel et les processus connexes. OPG n'a pas établi d'échéancier quant à la fréquence d'exécution des PCA, mais nous avons remarqué qu'il serait sage d'en effectuer une au moins tous les 10 ans pour évaluer l'état d'achèvement des travaux recommandés, car les PCA permettent habituellement de préciser les travaux à réaliser dans un échéancier de 10 ans. Après avoir passé en revue les pratiques en cours chez d'autres entités, nous avons également noté qu'aux États-Unis, le USBR (deuxième producteur d'hydroélectricité en importance dans ce pays et qui veille au fonctionnement de 53 centrales hydroélectriques) précise dans ses manuels l'opportunité de mener à bien tous les six ans l'examen complet des appareils d'une centrale. Quoiqu'il en soit, d'après ce que nous avons constaté, OPG n'a pas réalisé la PCA de quelque 20 % (ou 13) de ses 66 centrales hydroélectriques au cours des 10 dernières années. Nous avons également constaté que l'échelonnement entre les PCA était inconstant d'une centrale d'OPG à l'autre. Par exemple, en ce qui touche les centrales Sir Adam Beck I et Sir Adam Beck II (deux des plus grandes centrales d'OPG), 18 ans se sont écoulés entre leur plus récente PCA et la précédente, mais en ce qui concerne la centrale Cameron Falls, la période écoulée était de 10 ans.

- **La planification déficiente a causé une aggravation des retards dans certains projets d'immobilisations et un dépassement de coût sur un projet.** Après avoir passé en revue les coûts estimatifs et définitifs des grands projets d'immobilisations hydroélectriques réalisés ces 15 dernières années, nous avons constaté qu'OPG a connu des retards dans ces projets et un dépassement de coût sur un projet, faute d'une planification adéquate. À titre d'exemple, dans le cadre du Projet de construction du tunnel de Niagara d'OPG, les études géotechniques subsuperficielles des postes électriques effectuées avant le début du projet n'ont pas permis de bien cerner les conditions du roc ni les travaux requis. OPG a donc dû par la suite revoir son budget de 985 millions de dollars relativement à ce projet à l'origine pour le porter à 1,6 milliard de dollars, ce qui constitue une hausse de 62 %. L'achèvement du projet, prévu à l'origine en 2010, a été repoussé à 2013 en raison des changements apportés aux travaux. Compte tenu de la participation potentielle d'OPG à de nouveaux projets de production hydroélectrique à l'avenir, il est essentiel qu'OPG veille à ce que ses projets d'immobilisations soient efficacement évalués, planifiés, supervisés et exécutés afin de réduire le risque d'une forte hausse des coûts et d'une aggravation des retards dans ces projets.
- **OPG n'a pas toujours donné suite à temps aux recommandations techniques concernant l'entretien des centrales.** Dans le cadre du processus de la PCA d'OPG, les ingénieurs contractuels ou employés présentent à OPG des recommandations sur les travaux requis pour entretenir ses centrales et résoudre les difficultés constatées. Selon ce que nous avons constaté après avoir passé en revue un échantillon de 10 PCA, OPG n'a pas toujours observé ces recommandations ni donné suite à celles-ci à temps. Par exemple, pour la centrale électrique d'Abitibi Canyon, la PCA la plus récente a eu lieu en 2021 et la précédente, en 2016. Des 37 grandes recommandations formulées dans la PCA en 2016, trois seulement étaient pleinement mises en oeuvre, trois autres étaient en voie de l'être, et 31 étaient seulement échelonnées ou n'étaient pas encore été mises en oeuvre au stade de la PCA en 2021.
- **Le processus de tarification des centrales hydroélectriques d'OPG n'est pas réglementé.** Des 66 centrales hydroélectriques d'OPG, 12 ne font pas l'objet de la réglementation de la Commission de l'énergie de l'Ontario en la matière. Elles passent plutôt des contrats avec la SIERE, de sorte qu'elles négocient directement leurs taux avec elle. C'est donc dire que leurs tarifs sont beaucoup plus élevés que ceux des centrales visées par la réglementation. La tarification des centrales hors réglementation varie (d'environ 65 \$ à environ 250 \$ par MWh), ce qui signifie qu'elle est au moins une fois et demie à presque six fois plus élevée que celle des centrales visées par la réglementation (43,88 \$ par MWh).
- **Les incidents liés à la sécurité publique demeurent fréquents alors que les incidents liés à la sécurité des barrages ont reculé.** D'après notre examen des données sur les incidents liés à la sécurité qui ont eu lieu aux centrales et aux barrages hydroélectriques d'OPG ces sept dernières années, nous avons constaté que le nombre d'incidents relatifs à la sécurité des barrages (en ce qui touche la structure du barrage ou la centrale même) a reculé (pour passer de 41 en 2015 à 19 en 2021), mais que celui des incidents liés à la sécurité publique est demeuré fréquent ces dernières années (145 incidents en 2021). Selon ce que nous avons constaté, la plupart du temps, les problèmes de sécurité publique sont survenus parce que le public a ignoré ou n'a pas remarqué les panneaux de mise en garde quant à l'intrusion sur la propriété ou dans les cours d'eau d'OPG. Nous avons aussi obtenu confirmation comme quoi OPG a pris des mesures adéquates pour résoudre les problèmes, comme prendre contact avec les

autorités locales et policières et leur transmettre des renseignements. Toutefois, il importe qu'OPG examine et évalue le caractère adéquat des processus mis en place à ses barrages et centrales électriques, notamment si le public y a facilement accès.

- **Le taux de rentabilité de l'investissement d'OPG dans ses actifs de production hydroélectrique aux États-Unis est inférieur aux prévisions.** Outre les centrales qui lui appartiennent en Ontario, OPG a investi dans des actifs de production d'électricité aux États-Unis au moyen d'une série de filiales exploitées sous la dénomination d'Eagle Creek. Au stade de l'acquisition de ces filiales, OPG évaluait que son investissement lui procurerait un certain taux de rentabilité. Or, selon un récent examen stratégique réalisé en 2022, le rendement attendu avait diminué d'à peu près 1,2 %, essentiellement à cause de la pandémie de COVID-19.

Le présent rapport contient 12 recommandations préconisant 24 mesures à prendre pour donner suite aux constatations de notre audit.

Conclusion globale

Notre audit a révélé que les possibilités d'aménagement en vue du futur approvisionnement de l'Ontario en hydroélectricité n'ont pas encore été étudiées à fond pour donner suite à l'accroissement attendu de la demande en électricité et au manque à gagner attendu en raison de la fermeture éventuelle de la centrale nucléaire de Pickering en 2024-2025. En sa qualité de plus important producteur d'énergie de la province, OPG joue également un rôle essentiel dans la planification et l'étude dynamiques des possibilités d'expansion de ses activités hydroélectriques en Ontario afin de combler de tels besoins. C'est donc dire qu'OPG devrait intensifier la collaboration avec ses partenaires, notamment la SIERE, afin que les défis prévus en matière d'approvisionnement énergétique soient bien surmontés. Nous avons constatés que la capacité de production hydroélectrique d'OPG

est demeurée sous-utilisée, et peut être utilisée plus efficacement pour répondre aux futurs besoins en électricité de la province.

OPG a été un fournisseur fiable d'énergie hydroélectrique dans la province, mais il est encore possible d'améliorer son facteur d'incapacité, qui mesure le pourcentage de temps pendant lequel une unité de production est indisponible sur une période spécifique pour les pannes sous le contrôle d'OPG. Compte tenu du vieillissement croissant de nombreuses centrales hydroélectriques d'OPG, les autorisations de travail d'entretien ont grimpé en flèche ces sept dernières années, ce qui s'est traduit par un arriéré constant des autorisations de travail. L'attention accrue portée à l'entretien préventif a contribué à une amélioration de son taux d'indisponibilité fortuite.

OPG a achevé plusieurs grands projets d'immobilisations et y travaille actuellement pour maintenir ou accroître sa capacité de production, mais faute d'une planification et de connaissances suffisantes ou adéquates au préalable, il y a eu d'importants retards et des coûts supplémentaires relativement à ces projets. Il pourrait s'améliorer dans le suivi et le traitement à temps des évaluations techniques, des recommandations et des leçons tirées pour éviter l'accroissement des coûts et les risques à l'avenir.

OPG a instauré un programme rigoureux de sécurité des barrages, mais ses pratiques liées à la sécurité de ses barrages afin de prévenir les incidents de sécurité publique ou d'en réduire la fréquence doivent faire l'objet d'un examen continu.

RÉPONSE GÉNÉRALE D'ONTARIO POWER GENERATION

OPG est une organisation intelligente, de sorte que l'amélioration continue joue un rôle fondamental dans son rendement. Les recommandations présentées par le Bureau de la vérificatrice générale créent de nouvelles possibilités d'amélioration ciblée dans l'ensemble des activités hydroélectriques d'OPG et permettront en outre aux contribuables de l'Ontario d'en avoir pour leur argent relativement à ces actifs.

L'énergie hydroélectrique, qui répond aux besoins en électricité de l'Ontario depuis plus d'un siècle, demeure un élément précieux du bouquet énergétique ontarien.

Si l'on tient compte des entreprises prédécesseuses, OPG possède plus de 115 ans d'expérience en lien avec l'aménagement et l'intendance de l'énergie hydroélectrique. Nous continuons de faire ce travail en toute sécurité et en y prêtant la plus grande attention afin que les contribuables de l'Ontario en aient pour leur argent.

OPG s'engage à appuyer la croissance économique de l'Ontario et son cheminement vers un avenir axé sur l'énergie propre par les mesures suivantes :

- entretenir en toute transparence des rapports fructueux avec les organismes de réglementation du marché dans le fonctionnement de ses centrales, conformément aux exigences du marché provincial;
- étudier, en partenariat avec les communautés autochtones, de nouvelles possibilités d'aménagement hydroélectrique qui répondent aux besoins de l'Ontario;
- instaurer des processus et des outils techniques améliorés pour surveiller, déceler et documenter le manque de vigueur des systèmes d'actifs ainsi que les mesures correctives et les échéanciers recommandés afin de minimiser les risques et d'améliorer le rendement du parc de production et des centrales;
- surveiller, suivre et mener à bien les travaux d'entretien de ses actifs de production d'hydroélectricité afin d'en accroître la fiabilité et la pertinence opérationnelle;
- discerner d'autres occasions d'accroître la fiabilité des centrales d'OPG;
- gérer son portefeuille de projets et exécuter les projets hydroélectriques en toute sécurité, à temps et conformément au budget;
- veiller à ce que ses actifs actuels et futurs permettent aux contribuables de l'Ontario d'en avoir vraiment pour leur argent.

La plus grande priorité d'OPG est la sécurité de ses employés et du public. Cet engagement repose sur des systèmes de sécurité bien développés, des plans d'urgence rigoureux et des initiatives constantes afin que le public demeure au courant de ses nombreuses mesures de sécurité aux barrages.

2.0 Contexte

2.1 Aperçu de la production hydroélectrique

2.1.1 Centrales hydroélectriques

La production hydroélectrique consiste à se servir du débit hydraulique pour produire de l'électricité. Concrètement, les centrales hydroélectriques canalisent l'eau courante qui fait tourner une turbine, laquelle fait tourner par ricochet un générateur qui produit de l'électricité. L'électricité ainsi produite est ensuite acheminée par des lignes électriques vers les consommateurs; ces derniers s'en serviront, entre autres, comme source énergétique dans leur domicile, leur commerce et leur automobile.

Les centrales peuvent abriter plusieurs turbines (ou groupes électrogènes) si elles sont conçues ainsi et si la quantité d'eau qui y circule suffit à activer simultanément plusieurs groupes électrogènes. L'**annexe 1** présente l'aménagement d'une centrale hydroélectrique type, y compris le matériel et les composants qu'on y trouve.

2.1.2 La place de la production hydroélectrique dans le bouquet énergétique de l'Ontario

À l'exemple de l'énergie solaire ou éolienne, l'hydroélectricité (également appelée énergie hydraulique) est assimilée à une forme d'énergie renouvelable parce que, dans le cadre de sa production, l'eau qui circule dans la centrale hydroélectrique n'est pas consommée et réintègre habituellement le cours d'où elle provient.

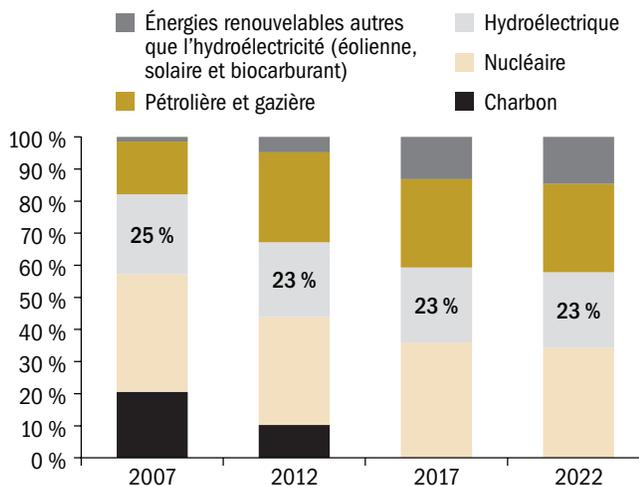
Il y a 13 ans, la *Loi de 2009 sur l'énergie verte* a été promulguée en vue d'accroître le recours à l'énergie renouvelable en Ontario. Depuis ce temps, les sources d'énergie renouvelable (y compris l'hydroélectricité, l'énergie éolienne, l'énergie solaire et le biocarburant) ainsi que les ressources nucléaires et gazières ont remplacé les centrales au charbon servant à la production d'électricité en Ontario. C'est en 2014 que la dernière centrale au charbon a été fermée, à Thunder Bay. La **figure 1** montre la variation du bouquet énergétique de l'Ontario de 2007 à 2022 par intervalles de cinq ans. Au cours de cette période-là, l'hydroélectricité a représenté de 23 % à 25 % du bouquet énergétique de l'Ontario.

La **figure 2** met en comparaison le bouquet énergétique de certains gouvernements provinciaux au Canada. En Ontario, le bouquet énergétique est plus diversifié que celui des autres provinces : aucun type de ressource n'intervient pour plus de 35 % de sa puissance installée totale, pourcentage qui correspond à la quantité maximale d'électricité que peuvent produire les centrales.

Tant en Ontario qu'au Canada dans l'ensemble, le recours aux sources d'énergie nucléaire et renouvelable pour réduire la dépendance aux combustibles fossiles,

Figure 1 : Bouquet énergétique de l'Ontario par type de combustible, en 2007, en 2012, en 2017 et en 2022

Source des données : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité



Remarque : Le calcul des pourcentages repose sur la puissance installée, à savoir la quantité maximale d'électricité que les centrales peuvent produire. Les données déclarées sont fonction de l'année civile.

au pétrole et au gaz afin d'abaisser les émissions de carbone a fait l'objet d'une impulsion soutenue. L'hydroélectricité est assimilée à une forme d'énergie renouvelable, mais la construction des centrales et barrages nécessaires à sa production demeure une source d'émissions de carbone et comporte des retombées sur les espèces sauvages locales qui sont tributaires des cours d'eau. Cette construction fait donc l'objet d'évaluations environnementales par diverses parties comme le ministère de l'Environnement et le ministère des Richesses naturelles et des Forêts.

En avril 2022, l'Ontario a publié sa Stratégie relative à l'hydrogène bas carbone, laquelle a pour objet de recourir à l'électricité issue de sources à faibles émissions de carbone (comme l'énergie hydraulique et nucléaire) pour produire de l'hydrogène à des fins de transport, industrielles, commerciales et résidentielles. C'est donc dire que la demande en énergie renouvelable, y compris la production hydroélectrique, devrait continuer de croître à l'avenir. L'avenir de la production hydroélectrique est analysé à la **section 4.1**.

De plus, la future électrification du secteur des transports de l'Ontario — qui, selon OPG, était à la source de quelque 30 % des émissions de carbone dans la province en 2021 — aura pour effet de majorer la demande en électricité de l'Ontario. À cet égard, il faudra davantage d'électricité pour appuyer en Ontario la substitution croissante des automobiles à combustibles fossiles par les automobiles à énergie électrique.

2.2 Aperçu d'Ontario Power Generation (OPG)

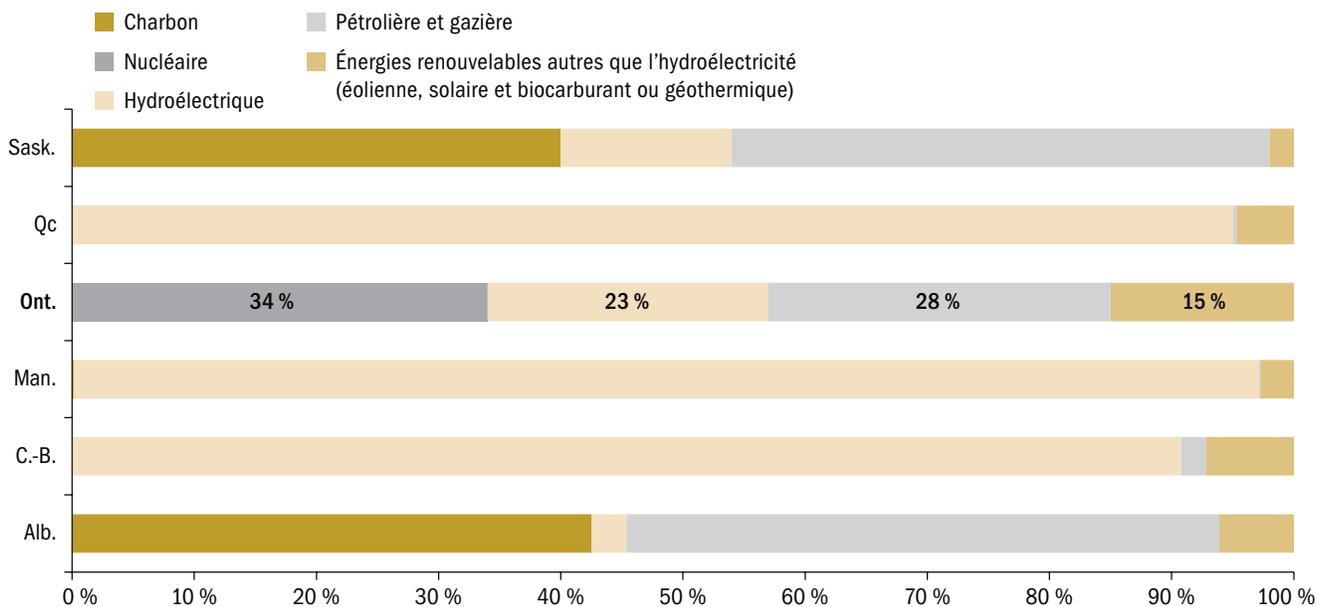
2.2.1 Rôle et structure organisationnelle d'OPG

Ontario Power Generation (OPG) est une société dont le siège se trouve en Ontario et qui a pour activité principale de produire et de vendre de l'électricité. Elle a été créée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions de l'Ontario* en 1999 et l'État de l'Ontario en est pleinement propriétaire.

OPG produit plus de la moitié de l'électricité en Ontario à partir de diverses sources d'énergie, notamment l'énergie hydraulique, l'énergie nucléaire,

Figure 2 : Bouquet énergétique de certaines provinces au Canada par type de combustible, en 2022

Préparation par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario



Remarque : Le calcul des pourcentages repose sur la puissance installée, à savoir la quantité maximale d'électricité que les centrales peuvent produire. Les données déclarées sont fonction de l'année civile.

l'énergie gazière et le biocarburant. OPG définit son objectif comme suit : fournir de l'énergie à faible coût et de façon sécuritaire, propre, fiable et viable à l'avantage de sa clientèle et de son seul actionnaire (l'État de l'Ontario). L'**annexe 2** présente l'organigramme d'OPG. Au 31 décembre 2021, OPG comptait quelque 8 800 employés, dont environ 1 250 (ou 14 %) qui s'investissaient dans ses activités hydroélectriques, essentiellement des gens de métier et des ouvriers.

2.2.2 Centrales d'OPG

La **figure 3** présente une ventilation des centrales et de la puissance (ou puissance installée) d'OPG, à savoir la quantité maximale d'électricité pouvant être produite par une centrale lorsqu'elle fonctionne en tout temps à sa capacité maximale. Au 31 mars 2022, OPG avait une puissance en service de quelque 14 700 mégawatts (MW) dans l'ensemble de ses centrales, à l'exclusion des filiales. La production hydroélectrique représente la plus grande puissance installée, à près de 7 500 MW (51 %) de la capacité totale d'OPG, suivie au

deuxième rang de l'énergie nucléaire, à 4 850 MW (33 %), comme le montre la **figure 3**.

La plupart des 66 centrales hydroélectriques d'OPG fonctionnent depuis plusieurs années : bon nombre d'entre elles fonctionnent depuis plus de 50 ans, voire 100 ans et plus dans le cas des plus anciennes. La taille et la puissance de ces centrales varient passablement. L'**annexe 3** présente de plus amples précisions sur chaque centrale.

La **figure 4** présente une ventilation de la production réelle d'électricité d'OPG par source d'énergie, de 2017 à 2021. En 2021, OPG a produit quelque 78 millions de mégawattheures (MWh) d'électricité en Ontario. Sur le plan quantitatif, l'énergie nucléaire était à la source de la plus grande production réelle d'OPG, à environ 51 % (ou près de 40 millions de MWh), tandis que l'énergie hydraulique en était à la source de 37 % (ou d'environ 31 millions de MWh). La ventilation entre la production provenant de l'énergie nucléaire et celle provenant de l'énergie hydraulique est relativement constante d'une année à l'autre.

L'énergie hydraulique correspond à la plus grande puissance de production d'OPG, tandis que l'énergie

Figure 3 : Centrales et puissance d'OPG par source d'énergie, au 31 mars 2022

Source des données : Ontario Power Generation

Source d'énergie	Nombre de centrales	Puissance installée en mégawatts (MW) ¹	% du total
Hydroélectrique	66	7 483 ²	51
Nucléaire	2	4.850	33
Gazière	1	2 100	14
Biomasse	1	205	1
Solaire	1	44	<1
Total	71	14.682	100

1. La puissance installée est la quantité maximale d'électricité que les centrales peuvent produire lorsqu'elles sont toutes en service.
2. La répartition de la puissance installée par centrale hydroélectrique se trouve à l'annexe 3.

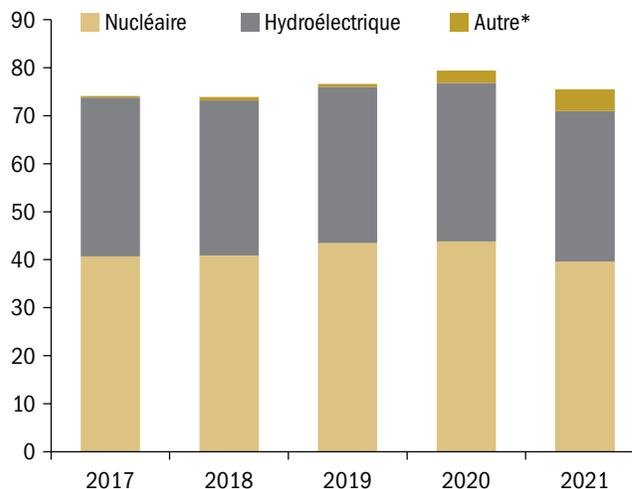
nucléaire est à la source de la plus forte production réelle d'OPG (voir la **figure 4**) : les réacteurs nucléaires d'OPG sont conçus pour fonctionner constamment à pleine puissance, mais mal adaptés aux fluctuations rapides ou fréquentes de la demande. À ce titre, les réacteurs apportent à l'Ontario un approvisionnement de base en électricité, tandis que d'autres sources énergétiques (comme l'énergie hydraulique) servent à adapter la production en fonction de la demande. La production hydroélectrique est l'une des formes de production les plus souples, car elle permet de satisfaire aux divers besoins du système à partir des ressources en eau; de plus, on peut intensifier ou amoindrir assez rapidement cette production — normalement en quelques minutes — comparativement aux autres formes.

2.3 Revenus et dépenses d'OPG en lien avec la production hydroélectrique

La **figure 5** montre les revenus et les dépenses d'OPG en lien avec ses activités hydroélectriques ces cinq dernières années. OPG tire l'essentiel de ses revenus auprès des contribuables (consommateurs d'électricité) de l'Ontario, lesquels sont essentiellement

Figure 4 : Production annuelle d'électricité d'OPG par source d'énergie, 2017-2021 (en millions de mégawattheures)

Source des données : Ontario Power Generation



* Les autres sources d'énergie qui interviennent ici sont l'énergie thermique et l'énergie solaire.

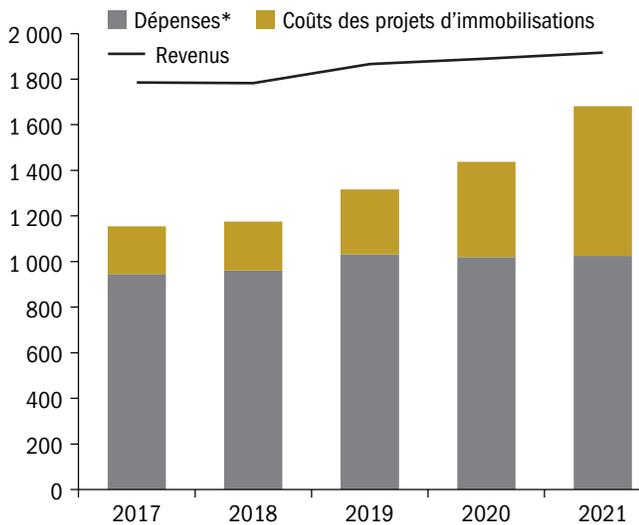
fondés sur les tarifs qu'approuve la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) ou les prix précisés dans ses contrats énergétiques à long terme avec la SIÈRE. De 2017 à 2022, les revenus annuels d'OPG relatifs à l'hydroélectricité sont demeurés relativement stables, dans une fourchette allant de 1,8 à 1,9 milliard de dollars.

Pendant ce temps, les dépenses annuelles relatives à l'hydroélectricité sont également demeurées relativement stables, dans une fourchette allant de 950 millions à 1,03 milliard de dollars. Toutefois, les frais d'immobilisations d'OPG en lien avec ses activités hydroélectriques ont bondi de 215 % pour s'établir au total à 656 millions de dollars en 2021. Les frais d'immobilisations étaient à l'origine d'environ 39 % des dépenses totales d'OPG relatives à l'hydroélectricité (à l'exclusion des frais d'intérêt et de l'impôt sur le revenu) en 2021, en hausse par rapport à 18 % en 2017. Voici les montants qui ont accentué le plus ce phénomène :

- 215 millions de dollars en lien avec un projet continu de sécurité du barrage du réservoir Little Long, situé dans le même secteur que la

Figure 5 : Revenus et dépenses d'OPG dans la production d'hydroélectricité, 2017-2021 (en millions de dollars)

Source des données : Ontario Power Generation



* Les frais de production d'hydroélectricité sont les frais et charges de carburant, les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, ainsi que l'amortissement. Les impôts sur le revenu et les intérêts sont exclus.

centrale Little Long (au nord de Kapuskasing), afin d'augmenter la quantité d'eau qui peut être déversée;

- 53 millions de dollars à la centrale Sir Adam Beck I (dans la région de Niagara) relativement à un projet continu de restructuration et de remplacement des groupes électrogènes dont la vie utile achève;
- 59 millions de dollars en vue du réaménagement de la centrale Calabogie (dans le Grand Madawaska), ce qui permettra d'augmenter de plus du double la puissance de la centrale à l'origine, laquelle fut passablement endommagée en 2018 lors du passage d'une tornade dans la région.

Les autorisations de travail d'entretien et les projets d'immobilisations font l'objet d'une analyse approfondie à la **section 4.3** et à la **section 4.6**, respectivement.

L'**annexe 4** contient le glossaire des termes employés à OPG et dans la production hydroélectrique.

3.0 Objectif et étendue de l'audit

L'objectif de notre audit était d'évaluer la mise en place par Ontario Power Generation (OPG) de systèmes et procédés fructueux pour :

- planifier à temps, judicieusement et d'une façon financièrement avantageuse les processus de gestion et d'entretien des actifs hydroélectriques;
- exécuter et gérer les actifs hydroélectriques, les projets d'entretien et les programmes de sécurité des barrages et du public en phase avec les politiques, normes, exigences réglementaires et pratiques exemplaires pertinentes;
- suivre l'évolution, prendre la mesure et rendre compte de l'exécution et de l'effet des activités hydroélectriques.

Au stade de la planification de nos travaux, nous avons déterminé les critères (voir l'**annexe 5**) à employer dans l'atteinte de notre objectif d'audit. Ces critères découlent d'un examen des lois, politiques et procédés pertinents, des études internes et externes ainsi que des pratiques exemplaires. Après avoir examiné l'à-propos de nos objectifs et des critères connexes, la haute direction d'OPG y a souscrit.

Nous avons mené notre audit de janvier à octobre 2022, puis nous avons obtenu des gestionnaires d'OPG une déclaration écrite selon laquelle, au 21 novembre 2022, nous avons obtenu tous les renseignements à leur disposition et qui pouvaient influencer grandement sur les constatations ou la conclusion du présent rapport.

Nous avons exécuté des procédés à OPG, y compris sans s'y limiter :

- des entretiens avec la haute direction qui doit superviser les processus de gestion et d'entretien des actifs hydroélectriques;
- des entretiens avec le personnel des activités et les ingénieurs qui doivent gérer et mener à bien les projets continus d'entretien et d'immobilisations;
- l'examen des politiques, lignes directrices, lois et règlements qui s'appliquent aux activités hydroélectriques en Ontario;

- la revue des procès-verbaux et troupes des réunions du conseil d'administration d'OPG;
- l'analyse des données sur la production, les pannes, la capacité et les déversements en lien avec l'hydroélectricité;
- l'analyse des données des autorisations de travail se rapportant à l'entretien et aux activités;
- l'examen d'un échantillon de rapports d'inspection et d'évaluation liés aux centrales et aux barrages, notamment de rapports sur des projets d'immobilisations achevés récemment ou en cours;
- la revue de plans stratégiques, de rapports annuels et des cibles et résultats à l'interne et à l'externe des mesures du rendement.

De plus, nous nous sommes rendus à sept centrales hydroélectriques en Ontario pour les visiter (comme il est précisé à l'**annexe 3**). Là-bas, nous avons visité les centrales et les barrages avoisinants et nous nous sommes entretenus avec les gestionnaires, le personnel responsable des activités et les ingénieurs des centrales. Les centrales que nous avons choisies sont celles qui font, ou ont récemment fait, l'objet de projets d'immobilisations, où l'on produit beaucoup d'hydroélectricité et qui sont réparties dans plusieurs régions et cours d'eau de l'Ontario.

Nous avons également rencontré diverses parties prenantes avec lesquelles OPG collabore à intervalles réguliers, notamment :

- la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO), pour analyser les demandes de tarifs et les mécanismes de revenus des centrales hydroélectriques réglementées;
- la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE), pour analyser les processus de tarification des centrales hydroélectriques non réglementées et passer en revue les prévisions de l'offre et de la demande du réseau électrique provincial;
- le ministère de l'Énergie, pour analyser la stratégie et les occasions en matière d'hydroélectricité;
- le ministère des Richesses naturelles et des Forêts, pour analyser la sécurité des barrages.

De plus, nous avons rencontré une panoplie de particuliers et de parties prenantes qui s'investissent dans les activités hydroélectriques en Ontario ou sont au courant de celles-ci et passé en revue les renseignements qu'ils nous ont remis, à savoir :

- L'Ontario Waterpower Association (OWA), organisation sans but lucratif, composée de membres et qui oeuvre en faveur de l'exploitation viable des ressources hydroélectriques en Ontario. Les membres de l'OWA sont des organisations qui ont en commun de s'intéresser à l'essor de l'hydroélectricité en Ontario, notamment des producteurs (y compris OPG), des firmes d'ingénierie et des experts-conseils en environnement.
- Hatch Limitée, cabinet mondial et pluridisciplinaire d'experts-conseils en gestion, en ingénierie et en mise en valeur. Ce cabinet assure la prestation de services d'ingénierie, de gestion des projets et travaux de construction, de services-conseils relatifs aux activités et de services opérationnels dans les secteurs énergétiques, de l'exploitation minière et des infrastructures.
- D'anciens membres du personnel d'OPG et de la SIERE.

Nous avons passé en revue des recherches, études et rapports pertinents issus d'autres entités pour déceler les secteurs à risque, l'analyse comparative de l'exécution, les pratiques exemplaires et les occasions dans les domaines de la gestion et de l'entretien des actifs hydroélectriques. Les rapports sont ceux publiés par des organismes de services publics comme Électricité Canada (jadis l'Association canadienne de l'électricité), l'Electric Utility Cost Group (EUCG) et le Centre for Energy Advancement through Technology Innovation (CEATI).

Nous avons effectué nos travaux et rendu compte des résultats de notre examen conformément aux Normes canadiennes de missions de certification — Missions d'appréciation directe applicables émises par le Conseil des normes d'audit et de certification des Comptables professionnels

agréés du Canada. Cela comprenait l'obtention d'un niveau d'assurance raisonnable.

Le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario applique la Norme canadienne de contrôle qualité et, de ce fait, il maintient un système exhaustif de contrôle qualité comprenant des politiques et des procédures documentées au sujet du respect des règles de conduite professionnelle, des normes professionnelles, ainsi que des exigences législatives et réglementaires applicables.

Nous nous sommes conformés aux exigences en matière d'indépendance et d'éthique du Code de déontologie de l'Institut des comptables agréés de l'Ontario, qui est fondé sur des principes fondamentaux d'intégrité, d'objectivité, de compétence professionnelle, de diligence raisonnable, de confidentialité et de conduite professionnelle.

4.0 Constatations détaillées de l'audit

4.1 OPG n'a pas pleinement exploité sa puissance hydroélectrique En Ontario, on s'attend à un accroissement de la demande en électricité, y compris en hydroélectricité, pour diverses raisons, notamment :

- **Le recours croissant aux sources d'énergie renouvelable** : en Ontario, la consommation d'énergie renouvelable, laquelle est viable et écologique, augmente progressivement. Outre l'énergie éolienne et solaire, l'hydroélectricité est également assimilée à une forme d'énergie renouvelable.
- **La hausse de la consommation de l'électricité en remplacement des combustibles fossiles** : dans ce processus qualifié d'électrification, les technologies alimentées aux combustibles fossiles (comme le charbon, le pétrole et le gaz naturel) cèdent le pas à celles alimentées à l'électricité. Par exemple, l'industrie automobile a conçu et fabriqué des voitures alimentées à l'électricité plutôt qu'à l'essence.

- **La fermeture d'une grande centrale nucléaire** : l'une des grandes centrales nucléaires de l'Ontario — la centrale nucléaire de Pickering — devrait fermer en 2024-2025, quoique le gouvernement de l'Ontario ait annoncé en septembre 2022 qu'il cherchera à repousser cette fermeture en 2026, si la Commission canadienne de sûreté nucléaire y consent. Il n'est pas exclu, en outre, que le gouvernement de l'Ontario songe à remettre à neuf cette centrale, ce qui pourrait bonifier de 30 ans sa durée de vie utile. La centrale nucléaire de Pickering a une puissance de quelque 3 100 mégawatts (MW); si elle ferme, il faudra compenser l'approvisionnement perdu par celui provenant d'autres centrales et sources d'énergie, dont la production d'hydroélectricité.
- **La croissance démographique** : selon les prévisions, la population de l'Ontario croîtra de quelque 5,6 millions de personnes (ou de 37,7 %) d'ici 2046. Qui dit hausse de la population dit également hausse de la demande en électricité.

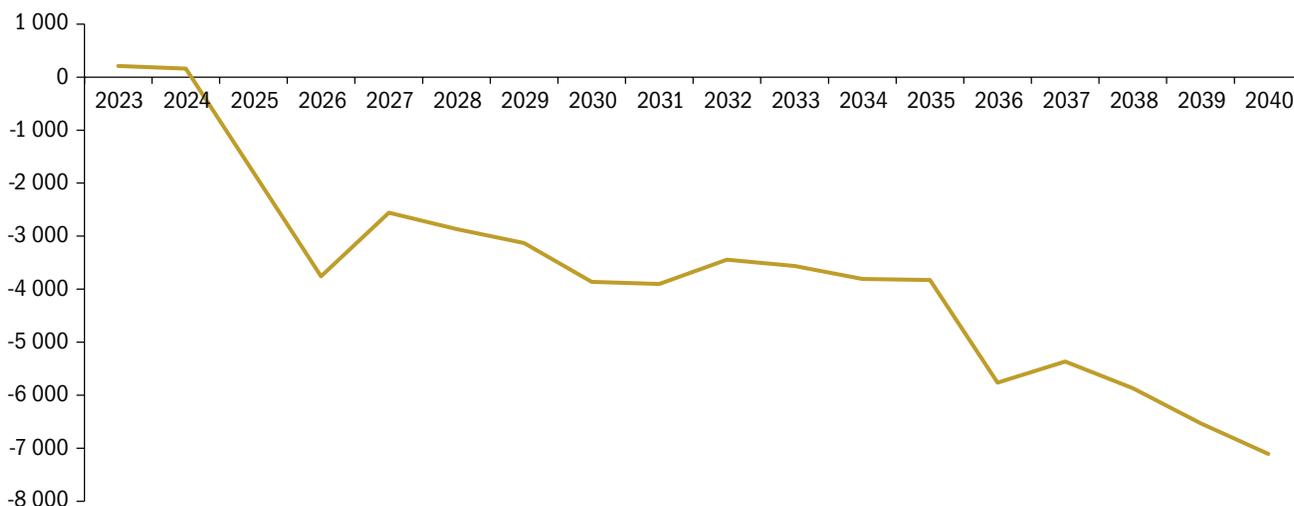
En décembre 2021, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) a publié son rapport annuel qui comprend une prévision de l'offre et de la demande en électricité. Comme le montre la **figure 6**, la SIERE prévoit que l'Ontario, qui avait coutume d'afficher des surplus d'électricité par le passé, aura à ce chapitre un manque à gagner qui s'amorcera en 2025 et se poursuivra au moins jusqu'en 2040, ce qui signifie que l'Ontario devra combler ce déficit au moyen de diverses sources comme l'importation d'électricité provenant d'autres entités, le recours à la capacité inutilisée des centrales en activité ou la construction de centrales.

4.1.1 OPG n'a pas pleinement exploité sa puissance hydroélectrique depuis sept ans

Chaque centrale hydroélectrique possède une puissance installée qui correspond à la capacité maximale à laquelle elle est censée produire. Toutefois,

Figure 6 : Puissance électrique attendue, 2023-2040 (en mégawatts)

Source des données : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité



Remarque : La figure ci-dessus montre la puissance excédentaire ou déficitaire, laquelle est évaluée d'après les prévisions de la demande, l'offre et les perspectives de transport d'électricité. Les données positives et négatives se rapportent à une puissance excédentaire ou déficitaire, respectivement. La puissance déficitaire correspond à la puissance totale insuffisante pour satisfaire aux besoins en énergie, auquel cas l'Ontario devra recourir à de nouvelles ressources, aux importations ou aux deux pour répondre à la demande.

la production réelle d'électricité de chaque centrale dépend de nombreux facteurs, dont la disponibilité et le débit d'eau, la demande en électricité de même que les pannes attendues et inattendues (c'est-à-dire, la mise hors service des centrales pendant un certain temps).

Nous avons examiné la puissance installée totale d'OPG pour ensuite la comparer à la production en sept ans, de 2015 à 2021. Les résultats de cette analyse sont présentés à la **figure 7**. Selon ce que nous avons constaté, au cours de cette période, OPG n'exploitait que de 48 % à 51 % de la puissance installée totale des centrales.

Nous avons également examiné la production hydroélectrique réelle d'OPG pour ensuite la comparer à ce qu'elle aurait pu être d'après les estimations d'OPG, compte tenu de facteurs tels que les niveaux d'eau et les pannes. Nous avons constaté qu'en sept ans, de 2015 à 2021, OPG aurait pu produire quelque 269 millions de MWh d'électricité. Toutefois, OPG a produit seulement 226 millions de MWh d'électricité, ce qui veut dire qu'une puissance de quelque 43 millions de MWh d'électricité n'a pas été exploitée ces 7 dernières années (voir la **figure 7**). Seulement en 2021, OPG aurait pu produire 4,6 millions de

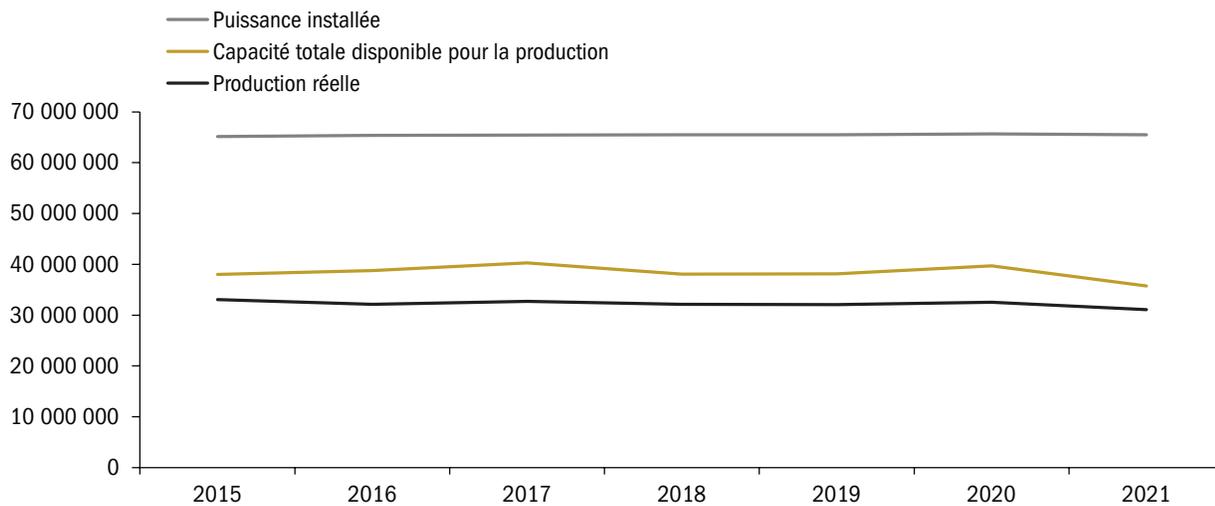
mégawattheures (MWh) supplémentaires d'électricité, ce qui aurait suffi à l'alimentation de plus de 540 000 ménages en Ontario pendant un an.

Nous avons constaté qu'OPG n'avait pas effectué d'analyse détaillée qui aurait permis d'expliquer le décalage marqué entre la puissance installée et la production réelle. Toutefois, OPG nous a appris que la production réelle est inférieure à la puissance installée pour plusieurs raisons à la fois. Voici quelques exemples :

- L'Ontario n'a pas la quantité d'eau requise pour exploiter toutes les centrales hydroélectriques à pleine capacité 24 heures sur 24, 7 jours sur 7, pendant que la disponibilité et le débit de l'eau dépendent de facteurs saisonniers qui peuvent également varier d'une année à l'autre.
- Certaines centrales d'OPG ont été aménagées à titre de centrales à puissance intermédiaire ou de crête, ce qui signifie qu'elles ont été conçues et construites pour produire uniquement en période de forte demande. Elles n'avaient pas pour objet de produire constamment de l'électricité, ce qui serait impossible de toute manière à cause de la disponibilité de l'eau, comme il a été indiqué au préalable.

Figure 7 : Utilisation de la puissance hydroélectrique d'OPG, 2015-2021 (en mégawattheures)

Source des données : Ontario Power Generation



- La puissance installée ne tient pas compte du fait que les groupes électrogènes doivent être mis hors service pour fins d'entretien et de réparation, élément qui est approfondi à la **section 4.3**, et qu'ils risquent également de subir les effets des pannes, ce dont il est question à la **section 4.5**.
- OPG doit observer certains aspects liés à l'environnement et à la gestion des eaux à des fins récréatives. Par exemple, à ses grandes centrales Sir Adam Beck dans la région du Niagara, OPG doit veiller à ce que la production hydroélectrique ne nuise pas à la circulation des traversiers pendant les mois d'été.

OPG nous a également appris que la faible demande est l'une des raisons névralgiques pour lesquelles la puissance hydroélectrique est sous-exploitée. La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) est chargée de déterminer la quantité d'électricité dont l'Ontario a besoin ainsi que les producteurs qui doivent augmenter et réduire leur production d'électricité. La SIERE aurait demandé à OPG de limiter la production au fil des ans, essentiellement en raison de la faible demande en électricité en Ontario.

Nous avons demandé à OPG d'estimer la répartition de l'exploitation de sa puissance installée de 7 500 mégawatts (MW) (voir la **figure 8**). Selon

ce qu'OPG a relevé, à peu près 40 % de sa puissance installée (ou quelque 3 000 MW) ne pouvait être exploitée à cause de l'insuffisance de l'eau disponible. Par ailleurs, 9 % (ou 695 MW) de sa puissance installée ne pouvait être exploitée pour cause de demande insuffisante ou de surplus d'électricité s'étant traduit par le déversement d'eau, pendant qu'environ 2 % (140 MW) de sa puissance installée n'a pas été exploitée en raison de pannes.

Certes, les centrales ne peuvent concrètement fonctionner à leur pleine capacité, en raison des pannes

Figure 8 : Utilisation de la capacité installée de production hydroélectrique d'OPG, Moyenne de 2015-2021

Source des données : Ontario Power Generation

	En mégawatts*	%
Production réelle	3 700	49
Production impossible à cause de l'insuffisance de l'eau disponible	3 000	40
Production impossible à cause du déversement d'eau en raison des conditions de surplus d'électricité ou d'autres contraintes du système	695	9
Production impossible à cause de pannes	140	2
Total de la puissance installée	7 535	100

* Les chiffres sont approximatifs et ont été arrondis.

attendues et inattendues, de la disponibilité de l'eau et des fluctuations de la demande en électricité dans la province, mais une grande partie de la puissance d'OPG demeure inexploitée chaque année. À cet égard, l'exploitation des centrales hydroélectriques d'OPG pourrait être davantage performante dans une certaine mesure en vue de répondre à la future demande en électricité, laquelle devrait s'accroître pour diverses raisons, dont la fermeture éventuelle de la centrale nucléaire de Pickering (où sont produits quelque 3 100 MW) en 2024-2025.

RECOMMANDATION 1

Pour maximiser le recours aux centrales hydroélectriques en activité et se préparer une hausse de la demande en énergie à l'avenir, Ontario Power Generation devrait collaborer avec le ministère de l'Énergie et la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité à la mise au point d'une stratégie à court et à long terme pour se servir de la capacité de production inutilisée de ses centrales hydroélectriques en activité et, parallèlement, tenter de se doter de nouvelles occasions de production d'hydroélectricité.

RÉPONSE D'ONTARIO POWER GENERATION

Ontario Power Generation (OPG) tient toujours à ce que les contribuables de l'Ontario en aient pour leur argent et, à ce titre, l'exploitation sécuritaire et judicieuse de ses centrales hydroélectriques sera maintenue.

OPG, qui compte parmi les intervenants du marché, a l'obligation d'offrir sur le marché toute l'électricité qui correspond à sa production, ce qui dépend de facteurs tels que la disponibilité de l'eau, les critères de sécurité et de réglementation, l'entretien adéquat et la capacité des centrales. Malgré ses efforts pour faire en sorte que ses groupes électrogènes soient offerts sur le marché, OPG n'est qu'un des nombreux producteurs d'électricité en Ontario, et il appartient à la Société

indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE), en sa qualité d'exploitante du marché ou du réseau, de décider en fin de compte de la production à exploiter par le réseau d'électricité suivant sa méthodologie et ses règlements de répartition. Si la SIERE procède ultérieurement à l'examen de la capacité de production inexploitée de ses centrales hydroélectriques, OPG prendra part à cet examen.

OPG continuera de chercher des occasions d'améliorer et de maintenir la fiabilité de ses centrales hydroélectriques pour s'assurer que ses groupes électrogènes puissent répondre à la demande croissante d'énergie renouvelable en Ontario.

OPG, qui joue un rôle d'intendance relativement aux centrales hydroélectriques de l'Ontario, est au fait des avantages à long terme que cette technologie peut procurer aux collectivités et aux économies locales, aux partenaires autochtones, à l'environnement et aux contribuables. OPG souscrit à l'idée du Bureau de la vérificatrice générale comme quoi l'étude des possibilités d'aménagement hydroélectrique en Ontario répond à un besoin et tient à collaborer avec les partenaires sectoriels et les communautés autochtones à cet égard.

4.1.2 OPG doit intensifier ses rapports professionnels avec la SIERE afin d'étudier des moyens par lesquels pallier les futures pénuries d'électricité, compte tenu des exigences et des incertitudes liées à la construction de centrales

OPG est le plus important producteur d'électricité en Ontario, tandis que la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) est chargée de gérer et de planifier l'approvisionnement en électricité de la province à partir de diverses sources d'énergie (y compris l'énergie hydraulique) pour répondre aux futurs besoins. Il est donc essentiel qu'OPG et la SIERE entretiennent des rapports professionnels étroits, à plus forte raison si les deux parties se penchent sur d'autres occasions de

production d'hydroélectricité dans le Nord ontarien, selon les directives du gouvernement de l'Ontario.

Pour donner suite au manque à gagner attendu en électricité dont il est question à la **section 4.1.1**, en janvier 2022, le gouvernement de l'Ontario a demandé à OPG d'examiner les possibilités en matière d'aménagements hydroélectriques dans le Nord ontarien et de faire part des renseignements obtenus en la matière au ministère de l'Énergie et à la SIERE. Le gouvernement de l'Ontario a également demandé à la SIERE de déterminer l'infrastructure de transport et les coûts connexes à la mise en service de ces nouvelles centrales hydroélectriques, de même que leur valeur dans le réseau.

D'après les estimations d'OPG, la capacité inexploitée de production hydroélectrique dans le Nord ontarien est de 3 000 à 4 000 mégawatts (MW). OPG a également fait état d'une capacité inexploitée de 1 000 MW supplémentaires dans le Sud ontarien. Il y a donc bel et bien une capacité inexploitée de production hydroélectrique en Ontario, mais son exploitation comporte son lot d'exigences et d'incertitudes en ce qui a trait à l'ordonnancement et aux coûts. Plus particulièrement :

- L'aménagement de centrales prendra de nombreuses années en raison de l'importante quantité de travail en cause, notamment la préparation d'évaluations et de conceptions environnementales, la consultation des communautés autochtones, la construction des centrales et de l'infrastructure connexe comme les barrages, et l'installation de lignes de transport d'électricité pour mettre les centrales en lien avec le réseau électrique provincial. À titre d'exemple, l'un des projets dont OPG recommande la prise en compte fournirait seulement quelque 80 MW de puissance de crête quotidienne; or, selon toute vraisemblance, la mise en service de la centrale en question prendra plus de cinq ans. C'est donc dire que ce projet ne permettrait de pallier la pénurie attendue d'électricité en Ontario que dans une faible mesure. En outre, l'achèvement des autres

grands projets d'envergure dans lesquels la puissance de crête quotidienne est supérieure à 1 000 MW pourrait nécessiter 10 ans ou plus.

- L'exploitation de l'hydroélectricité dans le Nord ontarien coûtera cher. D'après les estimations d'OPG, les coûts à cet égard peuvent varier considérablement, selon une fourchette de 5 à 22 millions de dollars pour chaque MW de production électrique d'une centrale potentielle, compte tenu de l'emplacement et de l'état des lieux. Une fois pris en compte les autres coûts des centrales ayant trait au transport de l'électricité, les coûts estimatifs s'en trouveront majorés.
- Il est éprouvant de travailler à plusieurs projets à la fois parce que le secteur a peu de fournisseurs parmi lesquels OPG peut choisir.

Puisque le gouvernement a récemment demandé à OPG de collaborer avec la SIERE à l'étude d'occasions de production d'hydroélectricité dans le Nord ontarien, il est essentiel qu'OPG et la SIERE entretiennent une communication bilatérale ouverte pour éviter de gaspiller de nouveau des deniers publics à cause d'un incident où la coordination a fait défaut. Nous avons constaté qu'en 2015, OPG envisageait l'aménagement d'une petite centrale hydroélectrique (5,8 MW) située au sud de Timmins. Ce projet s'inscrivait dans le programme d'approvisionnement en énergie renouvelable de la SIERE, lequel permettait aux producteurs de présenter une soumission pour obtenir du financement dans le cadre d'un processus ouvert. Toutefois, la SIERE a ensuite rejeté la soumission d'OPG relativement au projet, au motif que la capacité de transport d'électricité dans cette région-là fait défaut. Après avoir passé en revue les procès-verbaux du conseil d'administration d'OPG, nous avons cru comprendre que la décision de la SIERE et sa justification ont pris par surprise la direction et le conseil d'administration d'OPG. À la suite du rejet de la soumission, OPG a dû radier des coûts de quelque 6,2 millions de dollars se rapportant à la préparation de la soumission, dont les évaluations techniques et architecturales.

RECOMMANDATION 2

Pour mettre en oeuvre à l'avenir de nouveaux projets hydroélectriques de façon économique et judicieuse, Ontario Power Generation devrait :

- collaborer avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) à la conception d'une stratégie permettant une communication ouverte au stade de la sélection des nouveaux projets d'aménagement;
- consulter à intervalles réguliers les partenaires potentiels, dont Hydro One, la SIERE et les fournisseurs tiers, afin d'analyser la viabilité continue du projet sur le plan de l'exploitation.

RÉPONSE D'ONTARIO POWER GENERATION

Ontario Power Generation (OPG) souscrit à l'idée du Bureau de la vérificatrice générale selon laquelle la communication ouverte est essentielle pour appuyer le gouvernement de l'Ontario au stade du choix de projets d'aménagement hydroélectrique.

OPG tient à collaborer avec les communautés autochtones et les partenaires sectoriels au processus d'aménagement. OPG a pris part avec le gouvernement de l'Ontario et la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) à l'aménagement de projets hydroélectriques et appuiera la mise au point de stratégies qui répondront aux besoins de l'Ontario au cours de la transition énergétique. De plus, OPG s'investira à fond avec ses partenaires sectoriels, dont Hydro One, en vue d'appuyer la mise au point d'une stratégie de réseau de transport massif d'énergie électrique propice à une nouvelle production.

Conformément aux valeurs et aux priorités énoncées dans son plan d'action pour la réconciliation, OPG estime que les stratégies d'approvisionnement en énergie hydroélectrique doivent prendre en compte l'apport potentiel des aménagements hydroélectriques aux vastes objectifs du gouvernement de l'Ontario qui se

rapportent à la réconciliation avec les Autochtones. Ces stratégies doivent également être en phase avec la planification provinciale en ce qui concerne l'aménagement du Nord ontarien et la Stratégie ontarienne relative aux minéraux critiques. OPG tient à faire part de renseignements aux communautés autochtones, au gouvernement provincial et aux partenaires sectoriels et à collaborer avec eux afin d'assurer l'avenir de l'énergie propre en Ontario grâce à des possibilités d'aménagement hydroélectrique.

4.2 Depuis 2015, OPG a enregistré des revenus d'environ 730 millions de dollars relativement au déversement de l'eau de ses centrales sans pour autant produire de l'électricité, dans un contexte où l'offre d'électricité dépassait la demande en Ontario

En Ontario, lorsque la demande est faible et que l'approvisionnement est excédentaire en électricité, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) peut demander à OPG de réduire la production hydroélectrique par le déversement de l'eau (de telle sorte que l'eau passe par la centrale sans qu'il y ait production d'électricité), puisqu'il n'y avait aucune autre possibilité d'emmagasiner l'hydroélectricité pour s'en servir à l'avenir.

Depuis au moins 2013, l'Ontario est en situation de production de base excédentaire (PBE). Cette situation se produit lorsque la quantité d'électricité pouvant être produite par les installations de base (lesquelles sont habituellement conçues pour fonctionner à un rythme régulier 24 heures sur 24 afin de satisfaire à la demande minimale en électricité) dépasse la demande en électricité, d'où le surplus d'approvisionnement en électricité. En 2013, la quantité de PBE liée à la production hydroélectrique d'OPG s'élevait à quelque 1,7 million de mégawattheures (MWh); cette quantité s'est accrue constamment pour se situer à 5,9 millions de MWh en 2017 avant de diminuer pour se fixer à 1,9 million de MWh en 2021. Parmi les installations de

base hydroélectriques en Ontario, il y a cinq centrales hydroélectriques d'OPG, dont Sir Adam Beck II et RH Saunders, deux de ses plus grandes centrales hydroélectriques.

La SIERE compose avec les situations de PBE essentiellement par des directives formulées à certaines installations de base, comme les centrales hydroélectriques d'OPG, de réduire (freiner) la production d'électricité par le déversement de l'eau ou une interruption complète de la production. La réduction de la production hydroélectrique constitue habituellement la première intervention choisie face aux situations de PBE en Ontario : les centrales hydroélectriques peuvent alors réagir rapidement, généralement en quelques minutes, pour satisfaire aux fluctuations de la demande (comme il est indiqué à la **section 2.2.2**).

Comme il en est question à la **section 4.7**, 54 des 66 centrales hydroélectriques exploitées par OPG sont visées par la réglementation tarifaire de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) et indemnisées en fonction d'un taux qui est fondé sur une prévision de la quantité d'électricité produite, sans prendre en compte les réductions attribuables

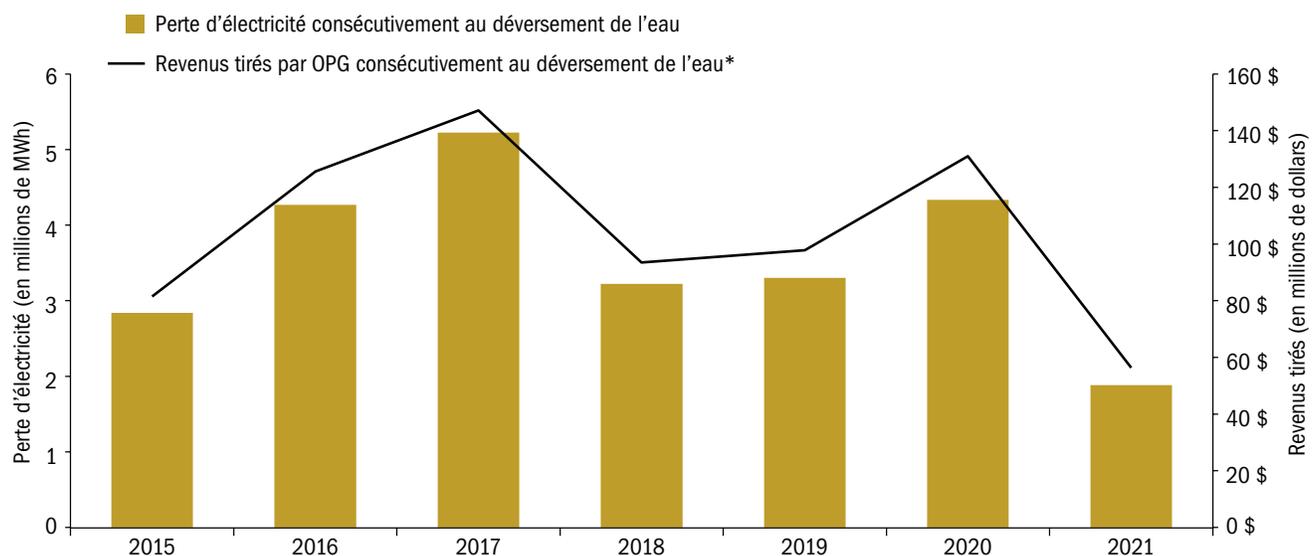
à la PBE. Autrement dit, OPG reçoit un taux fixe (actuellement 43,88 \$ par mégawattheure [MWh]) en lien avec la quantité prévue d'électricité qu'elle s'attend à produire au cours de l'année. Lorsqu'OPG doit déverser de l'eau pour réduire ou interrompre sa production d'hydroélectricité pour cause de situation de PBE, elle touche néanmoins le taux de la production abandonnée en guise d'indemnisation parce que le déversement de l'eau répond à une nécessité qui échappe à sa volonté.

Nous avons passé en revue la quantité d'électricité excédentaire perdue par suite de déversement de l'eau aux centrales réglementées d'OPG et le montant des revenus par suite de déversement d'eau en situation de PBE qu'OPG a touchés en sept ans, de 2015 à 2021 (voir la **figure 9**). Selon ce que nous avons constaté pendant ce temps-là, la quantité d'eau déversée par OPG aurait pu servir à la production de 25 millions de MWh d'électricité. OPG a continué d'enregistrer des revenus d'environ 730 millions de dollars relativement au déversement d'eau en situation de PBE.

En 2021, la quantité d'électricité excédentaire perdue par suite de déversement de l'eau a beau avoir diminué en raison de la croissance de la demande,

Figure 9 : Pertes d'électricité et de revenus tirés par OPG consécutivement au déversement de l'eau, 2015-2021

Préparée par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario



* Les revenus tirés du déversement de l'eau s'appliquent seulement aux 54 centrales hydroélectriques réglementées d'OPG (voir la **section 4.2**), après déduction de la redevance sur le revenu brut (un ensemble de taxes et de frais que l'organisation acquitte sur le revenu brut).

comparativement au sommet de quelque 5,2 millions de MWh atteint en 2017, il n'en demeure pas moins qu'elle s'est élevée cette année-là à 1,9 million de MWh, ce qui suffit à l'approvisionnement en électricité de quelque 220 000 ménages pendant un an.

Nous avons passé en revue les demandes de tarifs présentées par OPG à la CEO ainsi que les pièces justificatives de l'indemnisation liée au déversement de l'eau. Lorsque OPG soumet des prévisions de coûts et de production à la CEO, elle le fait conformément au principe du recouvrement des coûts, auquel s'ajoute un taux marginal de rendement. Autrement dit, OPG estime à la fois les coûts (fixes et variables) de fonctionnement de ses centrales hydroélectriques réglementées et la quantité attendue d'électricité à produire, après quoi elle demande les revenus nécessaires pour éponger ces coûts, auxquels s'ajoute un taux de rendement des capitaux propres d'environ 9 % sur ses dépenses en immobilisations. Le taux par MWh correspond aux revenus nécessaires approuvés par la CEO divisés par la production attendue. Toutefois, il n'existe pas de mécanisme distinct qui permet de rajuster le taux de revenus lorsqu'il y a déversement de l'eau pour réduire ou interrompre la production d'hydroélectricité.

C'est donc dire que le mode d'indemnisation en vigueur ne semble pleinement optimiser les ressources pour les contribuables. Lorsque les centrales hydroélectriques d'OPG sont en mode déversement sans produire d'électricité, OPG engage peu de coûts variables dans leur exploitation et leur fonctionnement. Il est donc raisonnable que l'indemnisation tienne compte des coûts fixes et qu'il y ait un examen continu de la limitation des coûts variables. Le taux de rendement des capitaux propres de 9 % accordé à OPG devrait également être revu pour déterminer s'il est préférable de l'exclure dans les situations où OPG déverse de l'eau. Cet enjeu est tout particulièrement important, car OPG a constamment été en situation de déversement depuis au moins 2015.

La SIERE s'attend à ce que le montant lié à la PBE diminue à l'avenir, mais elle estime que l'Ontario continuera de se trouver en situation de PBE jusqu'en 2040 (voir la **figure 10**). À cause de telles situations, OPG pourrait devoir continuer de réduire sa production

d'hydroélectricité de même que ses déversements lorsque l'eau en cause ne peut être stockée. Il est donc important de passer en revue et de réévaluer le mode de remboursement ou d'indemnisation qui a cours en situation de PBE afin que les contribuables en aient pour leur argent.

RECOMMANDATION 3

Dans l'intérêt des contribuables ontariens, Ontario Power Generation devrait collaborer avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité et la Commission de l'énergie de l'Ontario à l'évaluation de possibilités financièrement avantageuses d'indemnisation des situations de production de base excédentaire, comme la couverture des coûts fixes seulement lorsque les centrales hydroélectriques doivent déverser de l'eau afin de freiner la production.

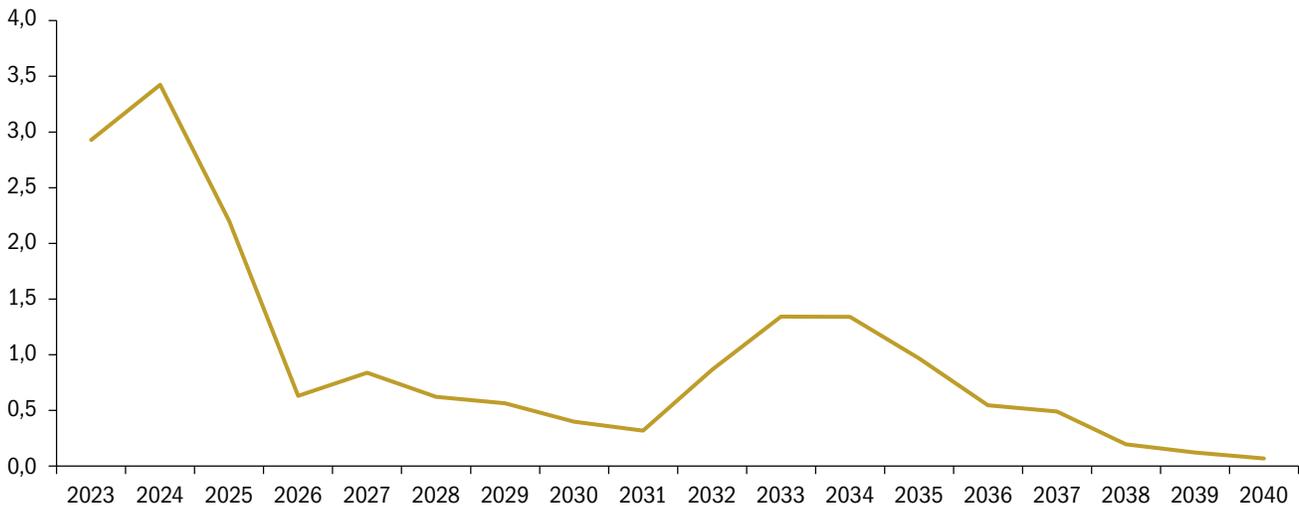
RÉPONSE D'ONTARIO POWER GENERATION

La Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) a examiné et approuvé le caractère financièrement avantageux et l'optimisation des deniers publics dans le mode d'indemnisation d'OPG relativement au déversement de l'eau à la suite des mesures prises par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) en situation de production de base excédentaire. Si la CEO entreprend à l'avenir une réévaluation du mode d'indemnisation, OPG y participera. Actuellement, l'indemnisation qu'OPG reçoit lorsqu'elle réduit sa production pour permettre de composer avec la PBE exclut le coût variable d'OPG, à savoir la redevance d'utilisation d'énergie hydraulique, qui s'applique seulement lorsqu'OPG produit de l'électricité.

La PBE est une situation du système géré par la SIERE. Lorsque survient une telle situation, OPG donne suite aux directives de la SIERE pour lui procurer une certaine marge de manoeuvre, notamment dans les cas où il y a réduction de la production aux centrales hydroélectriques d'OPG pour permettre à la SIERE de composer avec la PBE.

Figure 10 : Production de base excédentaire attendue, 2023-2040 (en millions de mégawattheures)

Source des données : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité



Remarque : Il y a production de base excédentaire (PBE) lorsque l'approvisionnement en électricité des centrales de base (y compris les centrales nucléaires et certaines centrales hydroélectriques) dépasse la demande.

Par la réduction de la production à ses centrales hydroélectriques, OPG permet à la SIERE d'éviter de recourir à des interventions inefficaces ou coûteuses face à la PBE.

4.3 Le vieillissement des centrales hydroélectriques et du matériel a occasionné un arriéré constant des autorisations de travail, ce qui risque d'accroître les coûts d'entretien.

Comme le montre l'**annexe 3**, la majorité des centrales hydroélectriques d'OPG (86 %) sont en service depuis plus de 50 ans, voire plus de 100 ans dans certains cas. S'il est possible que la structure d'une centrale ait une durée de vie indéterminée, il est néanmoins constamment nécessaire d'effectuer des travaux d'entretien adéquats et rapides au matériel et à la structure concrète de la centrale afin que son fonctionnement continu soit économique, judicieux et sécuritaire.

Croissance des coûts et des autorisations de travail se rapportant à l'entretien

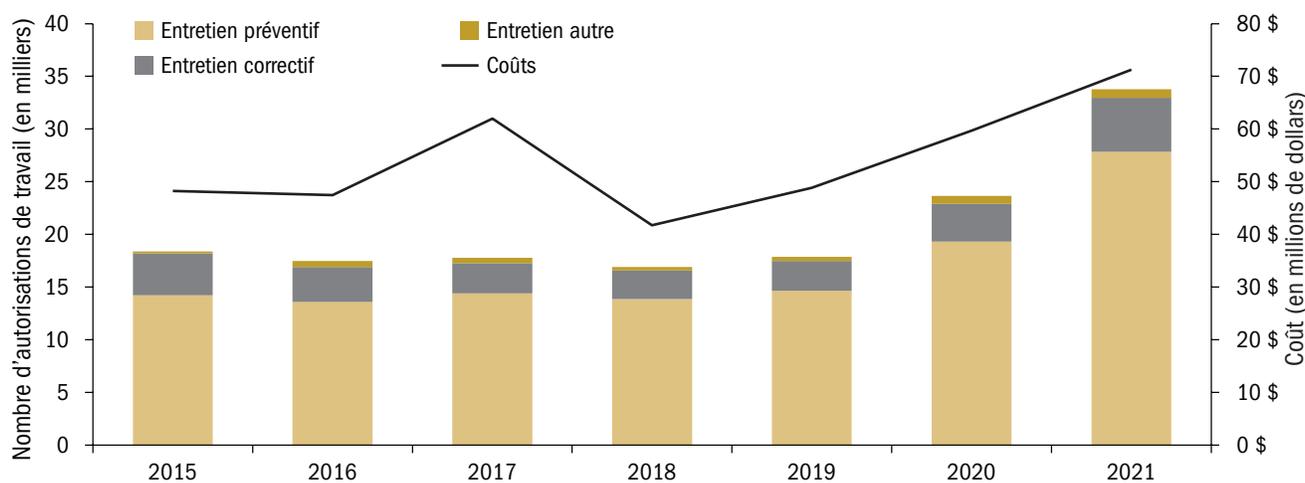
Compte tenu du vieillissement croissant de nombreuses centrales hydroélectriques d'OPG, les autorisations de

travail d'entretien et les coûts connexes ont grimpé en flèche, ce qui a exacerbé de façon constante l'arriéré des autorisations de travail. OPG fait appel à divers logiciels et systèmes de données pour faire le suivi et rendre compte du travail d'entretien, notamment des systèmes qui lui permettent de faire le suivi des autorisations de travail et des coûts connexes. Nous avons obtenu et analysé des données sur les autorisations de travail d'OPG en ce qui concerne la production hydroélectrique des sept dernières années (2015-2021), qui comprennent des demandes de travaux comme l'entretien préventif et correctif. Diverses parties prenantes à OPG peuvent lancer les autorisations de travail, y compris sans s'y limiter les ingénieurs, le personnel des services d'entretien et le personnel responsable des activités.

Comme en témoigne la **figure 11**, nous avons constaté que le nombre d'autorisations de travail d'entretien a bondi de 83 % ces sept dernières années (pour passer de quelque 18 400 autorisations en 2015 à quelque 33 800 autorisations en 2021). Le coût connexe de ces autorisations de travail a augmenté de 48 % (pour passer au total de 48,2 millions de dollars à 71,2 millions de dollars), bien qu'OPG nous ait appris que cette augmentation découle en partie de

Figure 11 : Total des autorisations de travail et coûts d'entretien ayant trait à la production d'hydroélectricité, 2015-2021

Source des données : Ontario Power Generation



Remarque : La figure ci-dessus montre les données des autorisations de travail ayant trait à la production d'hydroélectricité d'Ontario Power Generation (OPG) et amorcées chaque année à partir d'un rapport généré par le système des autorisations de travail d'OPG. Elle comprend les autorisations de travail, tous types confondus, y compris sans s'y limiter celles de l'entretien préventif, de l'entretien correctif, des projets ainsi qu'en mode accéléré.

l'exactitude et de la constance accrues de la saisie des coûts dans son système de gestion des travaux.

Après avoir passé en revue les principaux facteurs qui ont alimenté ces hausses, nous avons relevé que de 2015 à 2021, le nombre et le coût des autorisations de travail, notamment celles liées à l'entretien préventif, ont passablement augmenté. Comme le montre la **figure 12**, au cours de cette période-là, le nombre de ces autorisations de travail a bondi de plus de 95 % (pour passer de quelque 14 230 à 27 850 autorisations) et les coûts s'y rapportant ont explosé de 160 % (pour passer d'environ 13 millions de dollars à presque 34 millions de dollars).

En règle générale, les autorisations de travail d'entretien préventif sont créées soit pour prévenir ou détecter les défauts du matériel, soit pour satisfaire aux exigences réglementaires prescrites. Voici certains domaines dans lesquels, en 2021, le nombre d'autorisations de travail a été élevé :

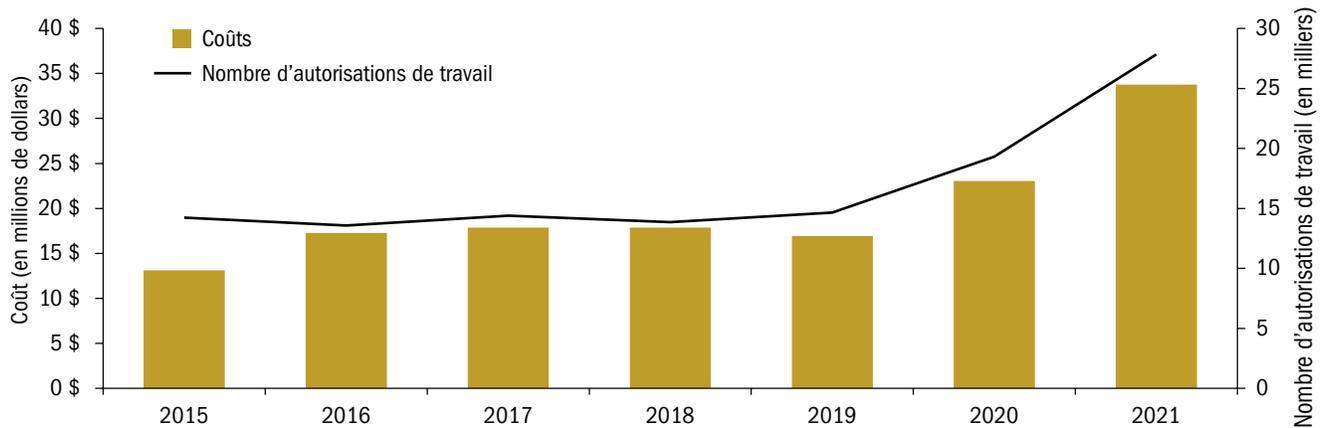
- les travaux d'entretien des systèmes liés aux canaux à vannes (composés de barrières à coulisse ou d'autres dispositifs de maîtrise du débit d'eau), aux déversoirs, aux barrages régulateurs et aux instruments de mesure du niveau d'eau;

- les travaux d'inspection et d'entretien des bâtiments principaux des centrales électriques ainsi que de leurs bâtiments et sites auxiliaires;
- les travaux de gestion du matériel mobile comme les voitures, les camions, les tracteurs, les remorques et les appareils de levage mobiles.

Lors d'une conversation avec le personnel d'ingénierie et des services d'entretien à OPG, nous avons appris que la hausse marquée des autorisations de travail de prévention en 2020 et en 2021 était attribuable à un agencement de facteurs, dont le recours accru aux autorisations de travail pour déceler les défaillances du matériel et l'intensification des travaux correctifs en raison du vieillissement des divers systèmes et appareils. Tel qu'il est mentionné au préalable, 86 % des centrales hydroélectriques d'OPG sont en service depuis plus de 50 ans. À ce titre, OPG s'attend à achever plusieurs grands projets de restructuration favorisant la tenue de ses centrales hydroélectriques au cours des années à venir, y compris des projets liés à certaines de ses grandes centrales, comme Sir Adam Beck II à Niagara et RH Saunders à Cornwall. Ces restructurations feront intervenir le remplacement et la remise à neuf des

Figure 12 : Autorisations de travail et coûts d'entretien préventif, 2015-2021

Source des données : Ontario Power Generation



Remarque : La figure ci-dessus montre les données des autorisations de travail ayant trait à la production d'hydroélectricité d'Ontario Power Generation (OPG) et amorcées chaque année à partir d'un rapport généré par le système des autorisations de travail d'OPG.

principaux composants (par exemple, les turbines et les générateurs) et des autres composants usés. OPG s'attend à poursuivre les travaux d'entretien préventif et correctif qui mèneront aux grandes restructurations.

Nous avons également relevé qu'à partir de 2016, OPG a procédé à une refonte majeure des vannes des déversoirs à la suite de changements apportés aux marchés énergétiques de l'Ontario. Concrètement, nous avons constaté que pour faciliter la gestion du surplus d'approvisionnement en électricité de l'Ontario (analysé à fond à la **section 4.2**), OPG a reçu pour consigne d'augmenter sa fréquence de déversement d'eau (l'eau passe alors par la centrale sans qu'il y ait pour autant production d'électricité), d'où le fonctionnement accru des canaux à vannes (qui servent à réguler les niveaux et le débit d'eau). Parallèlement au vieillissement, ce modus operandi a amoindri la durée utile prévue des composants et engendré des défauts qui ont nui à leur fiabilité, de sorte qu'OPG a dû améliorer sa conception des vannes des canaux à vannes pour éviter l'alourdissement des coûts d'entretien en raison du déversement accru de l'eau.

Arriéré continu des autorisations de travail d'entretien

Nous avons constaté qu'OPG accumule depuis cinq ans un arriéré important d'autorisations de travail d'entretien, mais qu'elle ne dispose pas de politiques ni de procédés pour faire en sorte que les autorisations de

travail soient assorties de dates d'échéance et traiter les autorisations de travail en souffrance.

Le système d'OPG qui sert à faire le suivre et à rendre compte des travaux d'entretien permet de saisir les dates butoirs de l'achèvement des autorisations de travail. Quoi qu'il en soit, selon ce que nous avons constaté, le personnel d'OPG ne se sert pas systématiquement du champ de date butoir dans la création des autorisations de travail. Par exemple, des quelque 34 000 autorisations de travail amorcées en 2021, quelque 5 000 (ou 15 %) d'entre elles ne comportaient pas de date butoir dans le système.

Nous avons relevé qu'OPG n'a ni politique ni ligne directrice documentée sur le stade auquel ou les motifs pour lesquels il faut saisir une date butoir. Selon ce qu'OPG nous a appris, il n'est pas obligatoire de se servir du champ de la date butoir dans chacun des types d'autorisations de travail, bien que le personnel puisse néanmoins choisir d'y recourir au stade de la saisie des autorisations de travail dans le système.

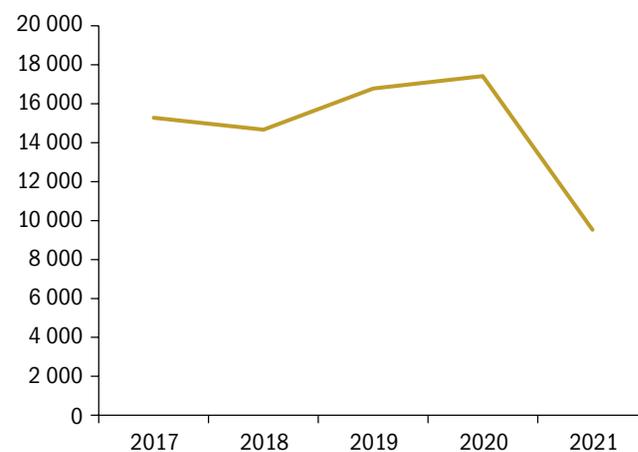
Après avoir analysé les données des autorisations de travail des 5 dernières années (de 2017 à 2021) comportant une date butoir, nous avons constaté que de 2017 à 2021, la majorité (de 75 % à 83 %) des autorisations de travail ont été achevées dans les 90 jours (ou à peu près les trois mois) suivant leur date butoir respective, tandis que quelque 17 % (ou à peu près 2 500) à 25 % (ou environ 5 300) de ces

autorisations l'ont été plus de 90 jours après leur date butoir, comme en témoigne la **figure 13**. OPG nous a appris que dans son système de gestion des travaux, les autorisations de travail qui sont fermées dans les 90 jours suivant la date butoir sont réputées terminées à temps, quoiqu'on ne puisse confirmer cette donnée pour l'ensemble des autorisations de travail, car le système ne permet pas de préciser adéquatement le stade auquel l'autorisation de travail est achevée dans les faits.

De plus, nous avons relevé qu'OPG assure le suivi et rend compte de son arriéré des autorisations de travail selon une fréquence annuelle. Après avoir passé en revue les comptes rendus des cinq dernières années à ce sujet, nous avons constaté qu'il y avait un arriéré continu pendant cette période-là, bien qu'OPG soit parvenu à l'amoindrir en 2021 (comme en témoigne la **figure 14**). Le nombre d'autorisations de travail dans cet arriéré est demeuré élevé, allant d'un niveau plancher de quelque 9 500 (en 2021) à plus de 17 000 (en 2020). Il ressort de l'examen de l'arriéré en cours, réalisé de concert avec celui de l'accroissement des autorisations de travail et des coûts connexes, que celui-ci risque de s'amplifier et que son élimination se

Figure 14 : Arriéré des autorisations de travail, au mois de décembre 2017 et de décembre 2021

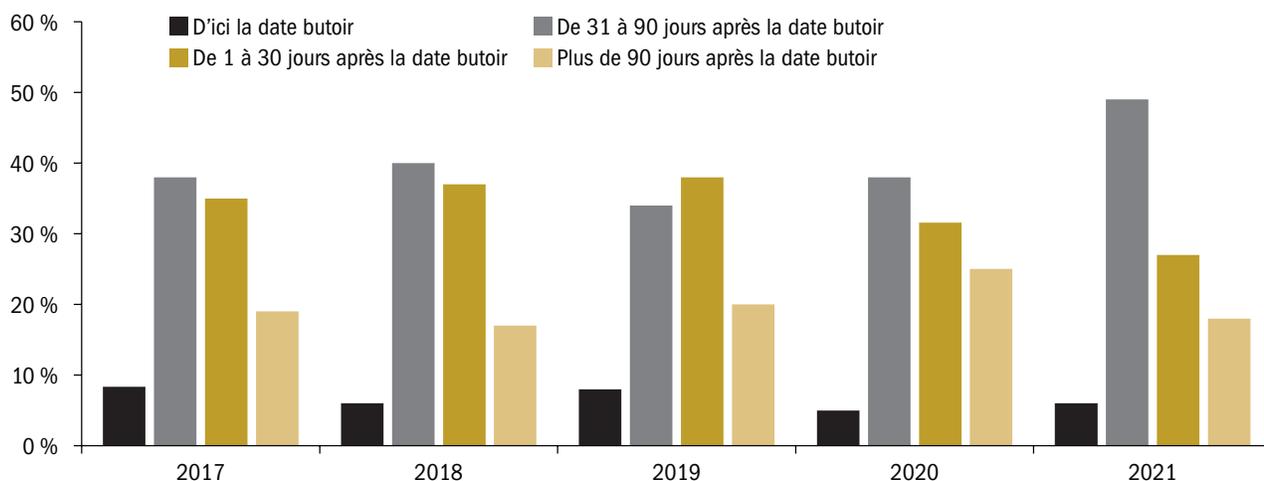
Source des données : Ontario Power Generation



compliquera et se révélera onéreuse s'il n'est pas réglé rapidement. Qui plus est, les retards dans les activités d'entretien ont pour effet d'exacerber le risque d'une baisse de fiabilité des centrales hydroélectriques d'OPG (ce dont il est question à la **section 4.5.1**).

Figure 13 : Date d'achèvement des autorisations de travail, 2017-2021

Préparée par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario



Note : OPG nous a appris que les autorisations de travail achevées dans les 90 jours suivant la date butoir dans le système de gestion des travaux sont réputées terminées à temps, mais que le système de gestion des travaux ne permet pas de préciser adéquatement la date réelle d'achèvement des autorisations de travail. C'est ainsi que les données incluses dans la présente figure s'appuient sur la date butoir telle qu'elle est présentée dans le système de gestion des travaux.

RECOMMANDATION 4

Pour améliorer le suivi et l'achèvement des travaux d'entretien à son parc de production hydroélectrique, Ontario Power Generation devrait :

- exiger, au moyen de modalités, que le personnel intègre les dates butoirs aux autorisations de travail;
- prendre la mesure et assurer la supervision des autorisations de travail par rapport aux dates butoirs pour voir si elles sont achevées à temps puis instaurer des mesures correctives, au besoin;
- concevoir une stratégie à partir d'une méthode de mise en priorité des travaux fondée sur le risque en vue de composer avec l'accroissement des autorisations de travail d'entretien et de réduire l'arriéré des autorisations de travail;

RÉPONSE D'ONTARIO POWER GENERATION

Ontario Power Generation (OPG) souscrit aux recommandations du Bureau de la vérificatrice générale. La mise en priorité et l'achèvement en bonne et due forme des travaux font partie intégrante de l'exploitation sécuritaire et judicieuse des centrales hydroélectriques, des appareils auxiliaires et des barrages régulateurs d'OPG.

OPG s'efforce de rehausser constamment le programme et les pratiques de gestion du travail par l'amélioration des modalités, la conception d'outils informatiques et le recours à des indicateurs de rendement. OPG verra à :

- examiner les modalités d'application pour tirer au clair la directive des dates butoirs des autorisations de travail de prévention;
- continuer d'améliorer la mise en priorité des travaux ayant trait aux autorisations de travail de prévention, en phase avec la criticité des appareils;
- déterminer les indicateurs de rendement et les critères de suivi des dates butoirs des autorisations de travail de prévention;

- continuer d'améliorer la mise en priorité des travaux ayant trait aux autorisations de travail de correction de manière à favoriser la détection des problèmes et leur résolution rapide. OPG prêche une attention continue à l'exploitation sécuritaire et fiable de ses actifs pour que la population de l'Ontario en bénéficie et continuera de discerner les occasions d'améliorer son rendement dans la gestion du travail, suivant la recommandation du Bureau de la vérificatrice générale.

4.4 OPG n'évaluait pas constamment l'état de ses centrales hydroélectriques ni ne donnait suite rapidement aux recommandations des ingénieurs

Afin que ses centrales puissent fonctionner continuellement de façon économique, judicieuse et sécuritaire, OPG dispose d'outils et embauche des ingénieurs pour évaluer l'état de ses centrales hydroélectriques (ces activités sont distinctes des examens et inspections de la sécurité des barrages d'OPG, ce dont il est question à la **section 4.8**).

Nous avons toutefois relevé qu'OPG n'effectuait pas constamment ces évaluations ni ne mettait en oeuvre rapidement les recommandations formulées par les ingénieurs.

4.4.1 L'état des centrales hydroélectriques n'a pas constamment été évalué à intervalles réguliers : quelque 20 % des centrales n'ont pas été évaluées en plus de 10 ans.

OPG fait appel à plusieurs outils et techniques d'évaluation pour faire le suivi de l'état concret et mécanique de ses centrales hydroélectriques et déterminer les travaux à y apporter pour en garantir la fiabilité. L'un des outils névralgiques employés consiste en une PCA (évaluation de l'état des centrales), document rempli par les ingénieurs d'OPG ou une firme de génie-conseil et qui comprend les renseignements suivants :

- l'évaluation technique réalisée par les ingénieurs quant à l'état concret actuel de la centrale hydroélectrique ainsi que de ses appareils et processus connexes;
- l'estimation générale de la durée de vie des principaux composants de la centrale, ainsi que les investissements jugés nécessaires pour en garantir la viabilité pendant au plus 30 ans;
- l'évaluation prospective des facteurs à long terme de la centrale hydroélectrique, comme le vieillissement des appareils, le remplacement des principaux composants et les possibilités de remise en état.

OPG n'a pas d'échéancier précis quant à la fréquence à laquelle ses ingénieurs (ou ingénieurs-conseils) devraient mener des PCA. Au lieu de cela, nous avons appris qu'OPG échelonne les PCA en fonction des risques, compte tenu de facteurs tels que la date de la PCA la plus récente de la centrale, la taille de la centrale et les risques décelés au moyen d'un programme annuel d'évaluation en la matière. Après avoir passé en revue les pratiques en vigueur dans d'autres entités, nous avons relevé que les échéanciers et les types d'évaluations peuvent varier. À titre d'exemple, aux États-Unis, le USBR (deuxième producteur d'hydroélectricité en importance dans ce pays et qui veille au fonctionnement de 53 centrales hydroélectriques) précise dans ses manuels l'opportunité de mener à bien tous les six ans l'examen complet des installations, à savoir le mode de gestion, les activités ainsi que l'entretien mécanique et électrique des centrales.

Nous avons également relevé qu'il y a dans de nombreuses PCA des recommandations quant aux travaux et aux investissements nécessaires qu'il convient de réaliser en 10 ans. À cet égard, il serait prudent de mener au moins une PCA tous les 10 ans pour réaliser adéquatement le suivi et la gestion de l'état des centrales ainsi qu'évaluer l'état d'achèvement des travaux recommandés.

Or, après avoir passé en revue les dates d'achèvement des PCA des 66 centrales hydroélectriques d'OPG, nous

avons constaté que quelque 20 % (ou 13) des centrales n'avaient pas fait l'objet d'une PCA depuis 10 ans.

De plus, nous avons constitué un échantillon de centrales et examiné l'intervalle entre leurs deux plus récentes PCA pour relever une autre incohérence dans l'échelonnement de ces PCA. À titre d'exemple :

- En ce qui concerne les centrales Sir Adam Beck I et Sir Adam Beck II (deux des plus grandes centrales d'OPG), il s'était écoulé 18 ans entre leurs deux PCA les plus récentes.
- En ce qui touche la centrale Abitibi Canyon, il s'était écoulé cinq ans entre la dernière PCA (en 2021) et l'avant-dernière (en 2016).
- En ce qui a trait à la centrale électrique de Cameron Falls, il s'était écoulé 10 ans entre la PCA la plus récente (en 2022) et la précédente (en 2012).

Nous avons relevé, après avoir conversé avec le personnel, qu'OPG en est à revoir son processus de PCA et à envisager des améliorations au mode d'évaluation de l'état des centrales. Nous avons été informés qu'en vertu d'un processus mis à jour, l'état des centrales ou des appareils ferait l'objet d'un suivi au moyen d'un processus « en temps réel » afin de donner un aperçu de la situation en tout temps plutôt qu'un instantané périodique conformément au processus actuel de la PCA. Des mesures seront alors prises, si nécessaire, lorsqu'une situation connue a évolué. Toutefois, comme le processus révisé n'est toujours pas mis en oeuvre, il est impossible d'évaluer l'effet du changement.

RECOMMANDATION 5

Pour faire un suivi exhaustif de l'état des centrales hydroélectriques dans le cadre de son processus d'évaluation mis à jour, Ontario Power Generation devrait :

- concevoir et documenter des critères sur la fréquence obligatoire des évaluations, puis inclure la justification des cas où l'évaluation des centrales doit faire l'objet d'un échéancier différent, compte tenu des facteurs de risque, s'il y a lieu;

- inclure un volet d'évaluation exhaustive permettant à la haute direction de procéder périodiquement et rapidement à l'évaluation complète de l'état des centrales et des risques qu'elles présentent.

RÉPONSE D'ONTARIO POWER GENERATION

Ontario Power Generation (OPG) souscrit aux recommandations de la vérificatrice générale. OPG a à coeur le suivi exhaustif et l'évaluation constante de ses actifs hydroélectriques. À ce jour, OPG y est parvenu au moyen des PCA à fréquence périodique pour déterminer la situation des actifs et les investissements requis. OPG effectue également chaque année l'examen du programme d'évaluation des risques en ingénierie pour évaluer les changements à la situation et discerner des mesures d'atténuation à l'appui du rendement des centrales.

En réponse à la recommandation du Bureau de la vérificatrice générale et dans le cadre de l'engagement d'OPG à améliorer continuellement le suivi et l'évaluation de ses actifs, OPG verra à :

- concevoir un processus de suivi et de reddition de comptes sur la vigueur (celle du système) qui permet de documenter les critères et échéanciers de l'évaluation continue des centrales, y compris des outils logiciels pour saisir les données de diverses sources et évaluer la vigueur et la situation des actifs;
- organiser les réunions régulières d'une équipe interfonctionnelle pour collaborer dans l'examen des données recueillies;
- instaurer un processus visant à rehausser l'aptitude de la haute direction à évaluer périodiquement la situation des centrales et les risques qu'elles présentent et à garantir la recension de plans d'atténuation, si nécessaire.

4.4.2 OPG n'a pas toujours donné suite à temps aux recommandations techniques concernant l'entretien des centrales.

Comme il est indiqué à la **section 4.4.1**, les ingénieurs embauchés par OPG effectuent les PCA des centrales hydroélectriques et formulent des recommandations sur les travaux requis pour en garantir la fiabilité. Habituellement, plus la centrale et ses appareils sont vieillissants, plus la quantité de travail et les coûts nécessaires augmenteront.

Selon ce que nous avons constaté après avoir passé en revue un échantillon de 10 PCA, OPG n'a pas toujours observé ces recommandations techniques ni donné suite à celles-ci à temps. À titre d'exemple :

- En ce qui a trait à Sir Adam Beck I, l'une des centrales d'OPG les plus vieilles et les plus importantes, il s'était écoulé 18 ans entre la plus récente PCA (en 2020) et la précédente (en 2002). Dans le cadre de notre examen, nous avons constaté qu'OPG avait donné suite à 11 des 29 grandes recommandations tirées de la PCA en 2002, mais que les 18 autres recommandations (comme celles liées à la restructuration des turbines et à la conversion des générateurs) étaient ou bien encore en cours, ou bien échelonnées en fonction d'une date de début ultérieure. Qui plus est, dans la PCA en 2002, il était recommandé de procéder à des travaux d'une valeur de 165 millions de dollars sur 30 ans (jusqu'en 2032), tandis que dans celle en 2020, la valeur des travaux recommandés sur 30 ans se chiffrait à 768 millions de dollars, presque le quintuple du montant de la PCA en 2002. La plupart des grandes recommandations formulées dans la PCA en 2020 l'étaient également dans celle en 2002.
- En ce qui concerne Abitibi Canyon, centrale électrique de taille moyenne, la dernière PCA a eu lieu en 2021 et l'avant-dernière, en 2016.

Selon ce que nous avons relevé, des 37 grandes recommandations formulées dans la PCA en 2016, trois seulement étaient pleinement mises en oeuvre, trois étaient en voie de l'être, et 31 étaient seulement échelonnées ou n'étaient pas encore été mises en oeuvre. Outre ces grandes recommandations, il y avait dans la PCA en 2016 six autres points liés aux évaluations civiles, mécaniques et électriques qui étaient discernés; toutefois, selon ce que nous avons relevé, OPG n'avait pris aucune mesure pour régler ces points-là avant la PCA en 2021. En ce qui touche les coûts, dans la PCA en 2016, il était recommandé de procéder à des travaux d'une valeur de quelque 148 millions de dollars sur 30 ans (jusqu'en 2046). Dans la PCA en 2021, la valeur totale des travaux recommandés sur 30 ans s'élevait à 323 millions de dollars, à savoir plus que le double du montant de la PCA en 2016. Cette majoration était essentiellement imputable à l'augmentation des estimations de coûts se rapportant à des travaux déjà recensés dans la PCA en 2016. La plupart des grandes recommandations formulées dans la PCA en 2016 l'étaient également dans celle en 2021.

- En ce qui a trait à RH Saunders, centrale électrique de grande taille, la dernière PCA a eu lieu en 2012 et l'avant-dernière, en 2005. Dans la PCA en 2012, il n'y avait pas de mises à jour particulières quant aux grandes recommandations formulées dans la PCA en 2005 (lesquelles s'appuyaient sur les inspections visuelles, les documents historiques et le savoir du personnel), car il n'était pas obligatoire à l'époque de donner de telles mises à jour. Depuis 2012, OPG a réalisé d'autres évaluations en fonction des besoins, mais elle n'a pas effectué de PCA de cette centrale au cours des 10 années qui ont suivi la PCA en 2012, dans laquelle il était recommandé d'effectuer des dépenses de 236 millions de dollars sur 30 ans.

Au fil d'une conversation avec le personnel et les ingénieurs d'OPG, nous avons appris que la gestion du programme d'entretien et du portefeuille de projets d'une centrale suppose parfois de remanier les priorités et exige que des processus soient en place (p. ex., le programme d'évaluation des risques en ingénierie, la planification des activités) afin de distinguer les travaux urgents ou cruciaux de ceux qui peuvent être reportés en toute sécurité pour faire place aux autres travaux requis. Toutefois, puisqu'OPG n'a documenté ni le mode et la période de conversations entre ingénieurs et membres du personnel des activités, ni les décideurs et leurs motifs, ni le suivi ou non des recommandations techniques, nous n'avons pu établir les motifs particuliers pour lesquels les travaux décrits dans les PCA susmentionnées ont été reportés.

Faute de documentation, il n'existe pas de renseignements qui permettraient de déterminer si l'accroissement marqué des estimations des coûts ou des travaux requis dans les plus récentes PCA est le résultat du report des travaux recommandés dans les PCA antérieures.

RECOMMANDATION 6

Pour agir judicieusement à l'égard des travaux requis selon les recommandations techniques formulées au cours des inspections et des évaluations de ses centrales hydroélectriques, Ontario Power Generation devrait :

- préparer des échéanciers relatifs au suivi de l'achèvement des recommandations formulées;
- documenter la justification et les approbations des travaux recommandés qui sont reportés ou inachevés en fonction des échéanciers attendus;
- étudier et documenter la justification de la hausse marquée des estimations de coûts comparativement aux évaluations précédentes, puis en rendre compte à intervalles réguliers à son conseil d'administration.

RÉPONSE D'ONTARIO POWER GENERATION

Ontario Power Generation (OPG) souscrit aux recommandations du Bureau de la vérificatrice générale. OPG a à coeur l'exploitation fiable de ses centrales en Ontario par la réalisation des travaux opportuns en temps opportun de même que la planification et l'exécution des travaux conformément à ses programmes établis de gestion des actifs.

En réponse à la recommandation du Bureau de la vérificatrice générale et dans le cadre de l'attention prêtée à l'amélioration continue, OPG verra à :

- instaurer des processus et des outils améliorés de suivi de la vigueur des systèmes pour déceler et documenter le manque de vigueur des systèmes ainsi que les mesures correctives et les échéanciers recommandés pour la mise en oeuvre;
- organiser des réunions axées sur la collaboration avec les dirigeants techniques et des opérations pour passer en revue les recommandations relatives à la vigueur des actifs et documenter la mise en priorité des tâches dans l'ensemble du parc de production;
- recourir à un degré d'exactitude défini en ce qui touche les estimations des investissements dans les actifs et rendre compte des divergences marquées dans le cadre de la soumission au conseil d'administration du plan d'activités établi.

4.5 OPG peut encore améliorer la fiabilité et le rendement de ses centrales hydroélectriques

La fiabilité des centrales hydroélectriques d'OPG a fluctué ces 10 dernières années (2012-2021) : de 2012 à 2019, elle a régressé, comme en témoigne l'accroissement de la durée totale des pannes à ses centrales et leur disponibilité réduite, après quoi la situation s'est améliorée en 2020 et en 2021. Bien que

les groupes électrogènes d'OPG aient généralement affiché un rendement moyen par rapport à ceux de ses homologues au Canada, il y a encore place à l'amélioration.

4.5.1 La fiabilité fluctuante des centrales hydroélectriques d'OPG pose des risques pour l'avenir, dans un contexte où la demande en électricité devrait augmenter

OPG emploie diverses mesures d'évaluation du rendement de ses centrales hydroélectriques. Certaines mesures névralgiques se rapportent à la fiabilité des groupes électrogènes hydroélectriques des centrales, ensemble essentiel d'appareils contenant une turbine qui tourne pour produire de l'électricité. Une seule centrale électrique d'OPG peut comporter de un à 16 groupes électrogènes.

Chaque mois, OPG fait rapport de la fiabilité et, par ricochet, du rendement des groupes électrogènes hydroélectriques de ses centrales. Dans notre examen des rapports de fiabilité produits ces 10 dernières années (2012-2022), nous avons prêté attention aux quatre mesures névralgiques du rendement : 1) le taux de disponibilité des groupes électrogènes; 2) le facteur d'indisponibilité fortuite; 3) le facteur d'indisponibilité prévue; 4) le facteur d'incapacité.

Nous avons constaté que le taux de disponibilité des groupes électrogènes — la période pendant laquelle les groupes électrogènes sont disponibles, divisée par le nombre total d'heures calendaires des groupes électrogènes dans la période — est demeuré élevé de 2012 à 2022 (voir la **figure 15**). Voilà qui montre que les centrales hydroélectriques d'OPG constituent dans l'ensemble une source fiable d'électricité dans la province.

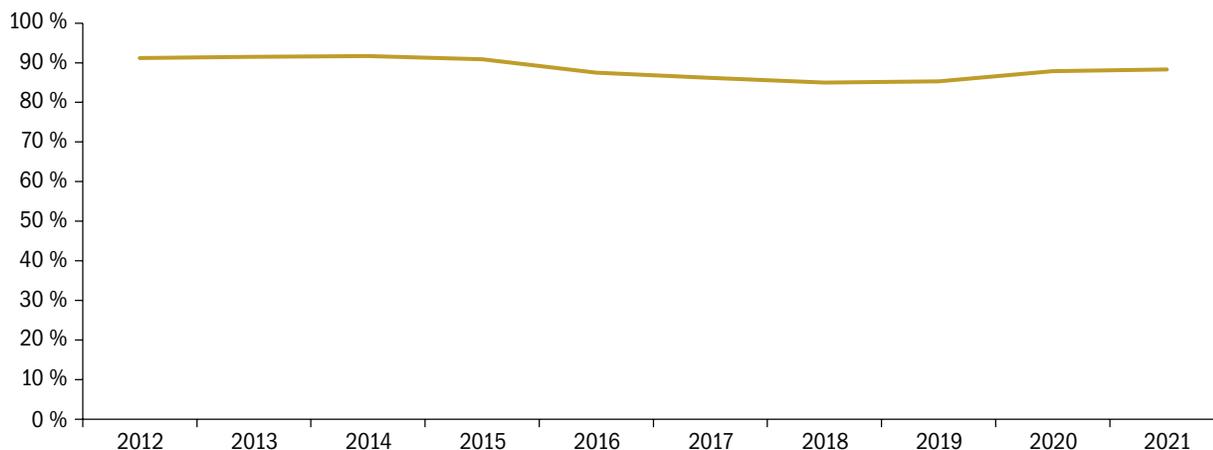
Toutefois, les trois autres mesures du rendement ont fluctué ces dernières années par rapport à la période allant de 2012 à 2014 (voir la **figure 16**).

Concrètement :

- Le facteur d'indisponibilité fortuite d'OPG — à savoir le pourcentage de la période d'exploitation pendant laquelle le groupe n'est

Figure 15 : Taux de disponibilité des groupes électrogènes ayant trait à l'hydroélectricité, 2012-2021

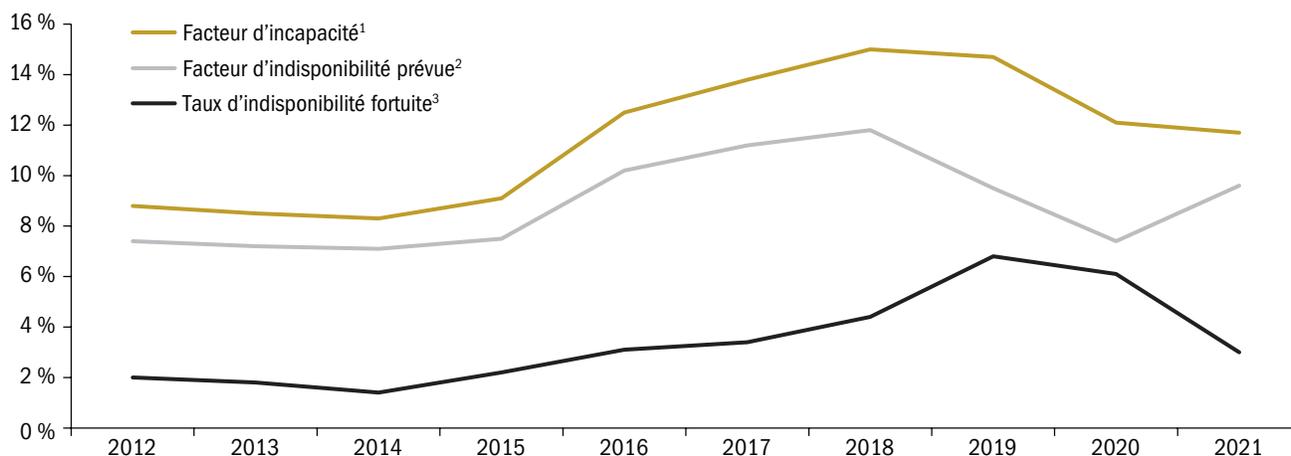
Source des données : Ontario Power Generation



Note : Le taux de disponibilité des groupes électrogènes correspond à la période pendant laquelle les groupes électrogènes sont disponibles, divisée par le nombre total d'heures calendaires au cours de l'année où les groupes ont été installés.

Figure 16 : Résultats des facteurs d'indisponibilité et d'incapacité de l'hydroélectricité, 2012-2021

Source des données : Ontario Power Generation



1. Facteur d'incapacité : période en pourcentage pendant laquelle le groupe n'est pas disponible (de façon prévue ou fortuite) en raison d'indisponibilités qui relèvent de la volonté d'OPG.
2. Facteur d'indisponibilité prévue : pourcentage de la période pendant laquelle le groupe n'est pas disponible en raison d'un temps d'arrêt prévu (par exemple, pour l'entretien préventif).
3. Taux d'indisponibilité fortuite : pourcentage de la période d'exploitation pendant laquelle le groupe n'est pas disponible en raison d'une indisponibilité fortuite qui relève de la volonté d'OPG (à l'exclusion de facteurs externes comme une interruption dans les lignes de transport d'électricité d'un tiers)

pas disponible en raison d'une indisponibilité fortuite qui relève de la volonté d'OPG (à l'exclusion de facteurs externes comme une interruption dans les lignes de transport d'électricité d'un tiers) — s'est accru pour passer de 2 % en 2012 à plus de 6 % en 2019 et en 2020. Bien que le pourcentage ait chuté pour

se fixer à 3 % en 2021, il était tout de même légèrement supérieur à celui de 2012. Lorsque le pourcentage d'indisponibilité fortuite est élevé, la capacité de production d'électricité par OPG s'en trouve restreinte.

- Le facteur d'indisponibilité prévue d'OPG — à savoir le pourcentage de la période pendant

laquelle le groupe n'est pas disponible en raison d'un temps d'arrêt prévu (par exemple, pour l'entretien préventif) — a accusé une hausse légère mais perceptible : il s'est d'abord accru, passant de 7,4 % en 2012 à environ 12 % en 2018, puis a reculé pour s'établir à 9,6 % en 2021. Habituellement, l'indisponibilité prévue est en corrélation avec le vieillissement du matériel, mais à l'exemple de l'indisponibilité fortuite, elle risque de nuire à la capacité de production d'électricité par OPG.

- Le facteur d'incapacité d'OPG — à savoir le pourcentage total de la période pendant laquelle il y a indisponibilité (prévue ou fortuite) du groupe en fonction d'un certain délai d'exécution — a d'abord augmenté, passant de 8,8 % en 2012 à 15 % en 2018, puis a régressé pour se fixer à 11,7 % en 2021.

De plus, après avoir examiné la quantité approximative de production énergétique perdue pour cause d'indisponibilité prévue ou fortuite, nous avons constaté que cette perte s'était généralement intensifiée jusqu'en 2019 pour ensuite régresser en 2020 et en 2021 (comme le montre la **figure 17**). La quantité d'électricité perdue en 2021 à cause des pannes s'est toutefois élevée à 623 000 mégawattheures

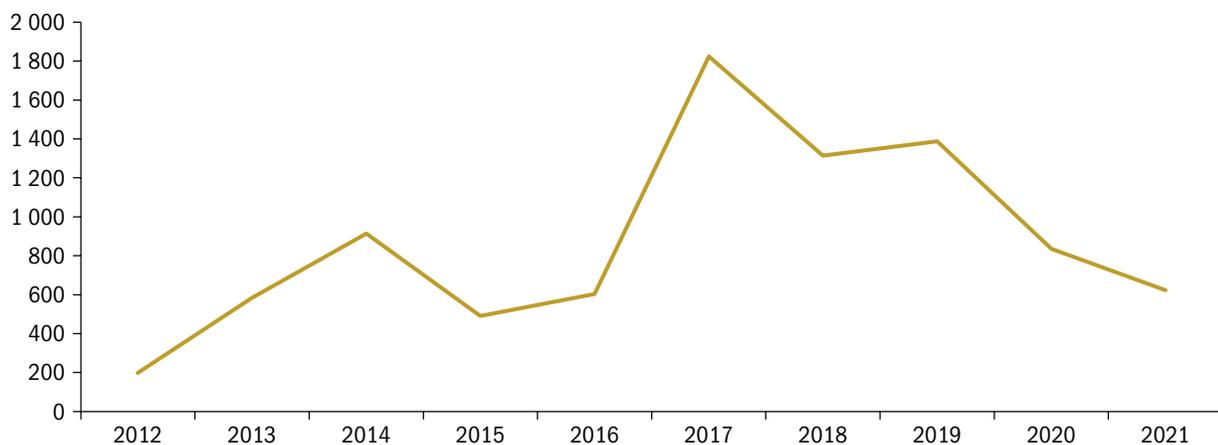
(MWh), ce qui aurait suffi à l'alimentation de quelque 73 000 ménages en Ontario pendant un an.

Afin de dégager les causes fondamentales de l'indisponibilité fortuite, nous avons passé en revue la documentation préparée par le programme d'évaluation des risques en ingénierie (ERAP) d'OPG, lequel a pour objet la gestion des risques en vue de détecter les dangers, d'évaluer les risques liés aux appareils, aux systèmes ou aux structures d'OPG et de les contrer. Comme il est indiqué à la **section 4.3**, nous avons constaté que le vieillissement des centrales et des appareils hydroélectriques s'est traduit par une hausse marquée des coûts d'entretien et un arriéré continu des autorisations de travail, ce qui risque par ricochet de causer de l'indisponibilité fortuite d'après notre examen de l'exposé annuel de l'ERAP en 2020. Concrètement, l'exposé annuel de l'ERAP en 2020 a permis de discerner ce qui suit :

- Selon des éléments de fait, l'entretien des centrales hydroélectriques d'OPG n'était pas achevé.
- En ce qui concerne la fiabilité des turbines ou des générateurs, les composants arrivent à la fin de leur durée de vie utile, d'où l'augmentation du taux de défaillance des appareils d'OPG.

Figure 17 : Estimation de la perte d'électricité imputable à l'indisponibilité prévue ou fortuite, 2012-2021 (en milliers de mégawattheures)

Source des données : Ontario Power Generation



- En ce qui touche les petites centrales hydroélectriques, les appareils continuent de vieillir, pendant que l'indisponibilité fortuite et le traitement des défaillances ont eu lieu jusqu'au réaménagement. Parmi les défaillances récentes, mentionnons celles aux centrales hydroélectriques Meyersburg et Eugenia.

4.5.2 Il y a matière à amélioration dans le rendement d'OPG en matière de production hydroélectrique comparativement aux organisations homologues dans les autres provinces

Nous avons examiné les rapports de l'industrie pour comparer le rendement d'OPG en matière de production hydroélectrique à celui d'organisations homologues dans les autres provinces. L'un de ces rapports, préparé par Électricité Canada (jadis l'Association canadienne de l'électricité), permet d'effectuer des analyses comparatives de fiabilité des exploitants de centrales hydroélectriques participants, dont entre autres OPG, Manitoba Hydro, SaskPower et BC Hydro.

Comme il est indiqué à la **section 2.1.1**, chaque centrale hydroélectrique peut héberger plusieurs

groupes électrogènes à la fois, selon sa conception.

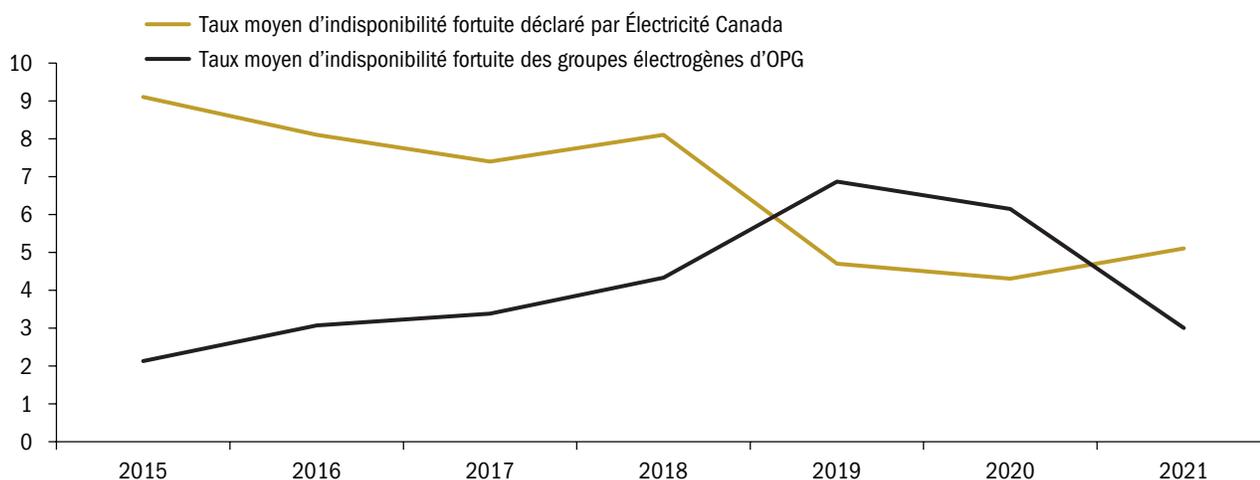
L'une des mesures dont Électricité Canada rend compte porte sur le taux équivalent d'indisponibilité fortuite, lequel correspond à la période en pourcentage pendant laquelle le groupe électrogène est indisponible. Après avoir examiné et analysé les groupes électrogènes d'OPG, nous l'avons comparé au taux moyen de pannes dont Électricité Canada a rendu compte à chacune des sept dernières années (voir la **figure 18**). Dans l'ensemble, nous avons constaté que la moyenne des groupes électrogènes d'OPG était supérieure à celle d'Électricité Canada à certaines années, mais pire à d'autres. Par exemple, en 2020, le taux moyen d'indisponibilité fortuite des groupes électrogènes d'OPG se situait à environ 6 %, tandis que le taux moyen chez les centrales qui rendaient des comptes à Électricité Canada avoisinait 4 %.

Les mesures annuelles relatives par Électricité Canada englobent également les trois mesures de rendement suivantes, lesquelles servent à établir le palmarès des 10 groupes électrogènes ayant le meilleur rendement dans les centrales hydroélectriques au Canada :

- **Facteur d'incapacité** : période en pourcentage pendant laquelle le groupe n'est pas disponible en raison d'indisponibilités (prévues ou

Figure 18 : Taux équivalent d'indisponibilité fortuite (en %), 2015- 2021

Préparé par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario



Note : Le taux équivalent d'indisponibilité fortuite correspond à la période en pourcentage pendant laquelle le groupe électrogène est indisponible par la force des choses.

fortuites) totales, calculée en divisant la période totale d'indisponibilité du groupe (selon la volonté de l'exploitant, à l'exclusion des facteurs externes) par le nombre total d'heures du groupe au cours de la période.

- **Facteur d'exploitation** : période d'exploitation de groupe, calculée en divisant la période totale d'exploitation du groupe par le nombre total d'heures du groupe au cours de la période.
- **Facteur de disponibilité** : disponibilité de fonctionnement du groupe, calculée en divisant le nombre total d'heures pendant lesquelles le groupe était disponible par le nombre total d'heures du groupe au cours de la période.

Nous avons constaté que même si les groupes électrogènes ayant trait à l'hydroélectricité d'OPG se classaient parfois dans le palmarès des 10 plus performants, pareille situation n'était pas aussi fréquente que dans certaines organisations homologues au sein des autres provinces.

RECOMMANDATION 7

Pour accroître et optimiser la fiabilité de ses centrales, Ontario Power Generation devrait :

- revoir les raisons pour lesquelles divers paramètres de fiabilité, comme les facteurs de disponibilité et d'indisponibilité, ont donné des résultats fluctuants;
- discerner les possibilités d'apprentissage et adopter des pratiques exemplaires en vue d'accroître la fiabilité des centrales au moyen, par exemple, d'une participation à divers groupes d'homologues.

RÉPONSE D'ONTARIO POWER GENERATION

Ontario Power Generation (OPG) souscrit aux recommandations du Bureau de la vérificatrice générale. OPG a à cœur l'excellence opérationnelle et continuera de cerner les possibilités d'améliorer son rendement opérationnel grâce à des méthodes améliorées de collecte de données et à l'application

de techniques analytiques poussées comme l'apprentissage automatique.

En réponse à la recommandation du Bureau de la vérificatrice générale, OPG verra à :

- faire appel à son centre de suivi et de diagnostic pour repérer de façon proactive la détérioration dans le rendement des appareils;
- évaluer les défaillances du matériel qui influent sur les paramètres de fiabilité des centrales pour en déterminer la cause fondamentale et discerner les mesures à prendre pour atténuer le risque de défaillances à répétition;
- continuer de collaborer avec des groupes d'homologues et partenaires sectoriels pour faire part des apprentissages et contribuer aux pratiques exemplaires en vue d'améliorer la fiabilité des actifs.

4.6 OPG ne réalise pas toujours rapidement ni de façon financièrement avantageuse les projets d'immobilisations et les évaluations

Comme il est indiqué à la **section 2.3**, OPG engage des frais d'immobilisations élevés dans le cadre de ses activités hydroélectriques. Les dépenses en immobilisations se rapportent à la remise à neuf des centrales, au remplacement des appareils, de même qu'à la construction de centrales et d'infrastructures connexes comme des barrages et des tunnels. Puisque les projets d'envergure ont coutume de s'accompagner de grandes incertitudes, comme les conditions géotechniques qui influent sur la construction, il est essentiel de procéder à une analyse approfondie des risques avant le lancement du projet ainsi qu'à des examens périodiques pendant le projet pour atténuer le risque de dépassement des coûts ou de retards.

Nous avons passé en revue les renseignements relatifs à un échantillon de cinq grands projets d'immobilisations réalisés ces 15 dernières années afin d'évaluer le rendement d'OPG dans la gestion rapide et financièrement avantageuse de ses projets d'immobilisations. Nous avons constaté que la

planification insuffisante d'OPG s'est traduite par des coûts et des retards considérables dans certains de ces projets. Nous avons également constaté qu'OPG ne menait pas toujours à bien les projets ni ne procédait rapidement à des examens postérieurs aux projets afin que les leçons tirées puissent s'appliquer aux projets en cours et à venir.

4.6.1 OPG a composé des retards dans certains grands projets d'immobilisations avec dépassement de coût sur un projet parce que ni l'évaluation ni la planification n'étaient adéquates

Après avoir passé en revue les coûts estimatifs et définitifs d'un échantillon de grands projets d'immobilisations hydroélectriques réalisés ces 15 dernières années (voir la **figure 19**), nous avons constaté qu'OPG avait composé avec des retards dans certains projets est un dépassement de coût sur un

projet en raison d'une évaluation et d'une planification inadéquates.

Des cinq projets exposés à la **figure 20**, OPG a été en mesure d'en mener à bien quatre sans défoncer son budget. Toutefois, selon ce que nous avons relevé, par suite de changements apportés aux autorisations de travail, les coûts définitifs de certains de ces projets étaient supérieurs à ce qu'ils auraient pu être si on avait pu mettre en place des processus performants de planification et de gestion de projet. Qui plus est, en ce qui touche deux de ces projets, des retards considérables se sont traduits par un achèvement trois ans trop tard, comparativement à l'échéancier d'origine. Des exemples de ces projets sont illustrés ci-dessous.

Projet de réaménagement de la rivière Lower Mattagami

Nous avons constaté qu'à l'origine, le budget d'OPG relativement au projet de réaménagement de la rivière Lower Mattagami se chiffrait à 2,56 milliards de

Figure 19 : Échantillon de projets hydroélectriques achevés, 2007-2022

Préparée par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario

Nom du projet*	Description du projet	Budget à l'origine (en millions de dollars)
Projet de réaménagement de la rivière Lower Mattagami	Ce projet est situé sur la rivière Mattagami, à quelque 70 kilomètres au nord-est de Kapuskasing, en Ontario. Le projet portait sur l'ajout d'un troisième groupe électrogène à trois centrales hydroélectriques en activité (Little Long, Harmon et Kipling) et la construction d'une centrale comportant trois groupes électrogènes et adjacente à une autre centrale (Smoky Falls) mise hors service.	2 560
Projet de construction du tunnel de Niagara	Ce projet portait sur la construction d'un tunnel hydrodynamique de 10 kilomètres au moyen duquel Ontario Power Generation a pu se servir d'une quantité d'eau supplémentaire de la rivière Niagara à des fins de production.	985
Projet de réaménagement des centrales Upper Mattagami-Hound Chute	Ce projet portait sur le réaménagement de trois centrales (Wawaitin, Sandy Falls et Lower Sturgeon) sur la rivière Upper Mattagami et de la centrale Hound Chute sur la rivière Montréal.	298
Projet de remise en état du réservoir de la centrale de pompage Sir Adam Beck	Ce projet portait sur la remise en état du réservoir de la centrale de pompage Sir Adam Beck afin de le rendre sécuritaire.	58
Projet de conversion des fréquences G7 de la centrale Sir Adam Beck I	Ce projet portait sur l'installation d'un nouveau générateur et d'autres appareils, y compris un transformateur, une roue mobile et la mise à niveau d'une turbine.	35

* Les précisions sur le coût et l'échéancier de chacun de ces projets se trouvent à la **figure 20**.

Figure 20 : Coûts et échéanciers d'un échantillon de projets hydroélectriques achevés, 2007-2022

Préparée par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario

Projet *	Budget à l'origine (en millions de dollars)	Coût définitif (en millions de dollars)	Excédent (déficit) (en millions de dollars)	Année d'achèvement attendue	Année d'achèvement réelle
Projet de réaménagement de la rivière Lower Mattagami	2 560	2.520	40	2015	2014
Projet de construction du tunnel de Niagara	985	1 460	475	2010	2013
Projet de réaménagement des centrales Upper Mattagami-Hound Chute	298	285	13	2011	2010
Projet de remise en état du réservoir de la centrale de pompage Sir Adam Beck	58	52	6	2017	2017
Projet de conversion des fréquences G7 de la centrale Sir Adam Beck I	35	32	3	2009	2012

* La description de chacun de ces projets se trouve à la figure 19.

dollars, somme qui englobait un fonds de prévoyance de 425 millions de dollars (lequel atteignait plus de 15 % du budget total) pour tenir compte des incertitudes et de l'exposition aux risques, comme les conditions géotechniques et météorologiques.

Au cours du projet, il y a eu deux cas où l'état des lieux de la centrale (concrètement, l'état de la fondation souterraine) différait passablement de ce que OPG avait relevé dans ses évaluations préliminaires. Il a donc fallu obtenir de substantielles autorisations de modification et effectuer d'autres travaux qui ont coûté à peu près 92 millions de dollars, montant tiré du fonds de prévoyance de 425 millions de dollars du projet. Peut-être que ces travaux supplémentaires et coûts connexes auraient pu en partie être réduits ou complètement évités au moyen d'une planification supplémentaire d'entrée de jeu.

Projet de construction du tunnel de Niagara

Plusieurs années avant de lancer le projet de construction du tunnel de Niagara, OPG a procédé à des études géotechniques substantielles pour évaluer l'état subsuperficiel des lieux et nourrir la conception du projet. Toutefois, au cours de la première année d'excavation du tunnel, OPG s'est heurtée contre toute attente à des conditions défavorables du roc, ce

qui s'est traduit par une forte majoration des fonds, du travail et du temps consacrés à l'excavation.

Concrètement, OPG a dû revoir la planification du projet et le budget s'y rapportant, lequel s'est accru de plus de 62 % (615 millions de dollars) pour passer de 985 millions de dollars à 1,6 milliard de dollars. Le projet, attendu en 2010 à l'origine, s'est réalisé avec près de trois ans de retard. C'est en mars 2013, au coût de 1,46 milliard de dollars, qu'on l'a achevé. Encore une fois, certaines de ces augmentations de coûts et certains de ces retards auraient pu être évités d'entrée de jeu grâce à des processus supplémentaires de planification et de gestion de projet.

Projet de conversion des fréquences G7 de la centrale Sir Adam Beck I

OPG espérait que le projet de conversion des fréquences G7 de la centrale Sir Adam Beck I, qui faisait intervenir l'installation d'un nouveau générateur, soit terminé et pleinement fonctionnel d'ici 2009. Toutefois, le nouveau générateur a fonctionné dans un état de dépréciation (à capacité réduite) jusqu'en 2011 et le projet a été subséquentement mené à bien en 2012.

Selon ce que nous avons relevé, cet état de choses était essentiellement imputable aux travaux de garantie requis pour corriger les défauts causés

par un fournisseur. Ces défauts, en lien avec les problèmes posés par une turbine, se sont traduits par la vibration excessive du groupe électrogène et une pression exercée sur son couvercle, ainsi que le fonctionnement restreint de l'aube directrice (laquelle permet de régler le débit de l'eau vers le générateur). Les problèmes en question sont survenus seulement après la remise en service du groupe électrogène. Si une partie des travaux étaient couverts par la garantie dans le cadre du projet, il a fallu néanmoins engager des coûts supplémentaires de 2,9 millions de dollars en lien avec les travaux de démontage et de remontage des turbines exclus de la garantie. Certes, le coût global du projet s'est situé en deçà du budget du projet à l'origine, mais OPG aurait pu réaliser d'autres économies s'il n'y avait pas eu les défauts causés par le fournisseur et si la garantie avait englobé tous les coûts connexes.

Après avoir passé en revue le registre des risques d'OPG, dans lequel les renseignements relatifs aux risques sont recensés, documentés et conservés, nous avons constaté que la piètre qualité d'exécution et ingénierie des fournisseurs externes auraient de lourdes retombées financières sur les projets de production d'énergie renouvelable d'OPG. De plus, il était indiqué dans le registre des risques que les récentes mésaventures liées à la piètre conception, qualité d'exécution ou installation avaient eu pour effet d'endommager les appareils, de retarder l'ordonnancement du projet, ou les deux. En outre, après avoir passé en revue les procès-verbaux des réunions du conseil d'administration d'OPG, nous avons constaté que celui-ci s'inquiétait également de l'incapacité des fournisseurs à satisfaire aux attentes d'OPG.

Autres projets d'immobilisations en cours

Hormis l'examen des projets d'immobilisations susmentionnés achevés ces 15 dernières années, nous avons également passé en revue les projets d'immobilisations en cours d'OPG. Or, il appert que des retards et des dépassements de coûts s'y produisent également. Selon ce que nous avons retenu des

conversations avec le personnel d'OPG et de l'examen des particularités de ces projets, la pandémie de COVID-19 a globalement exacerbé la hausse des coûts des fournitures et de l'équipement de construction ainsi que les retards dans les projets à cause de l'interruption de la fabrication à l'échelle mondiale, de la fermeture des ports et des retards dans le transport.

Puisque sa participation à de nouveaux projets de production hydroélectrique est attendue, OPG devra obligatoirement voir à ce que ses projets d'immobilisations soient adéquatement planifiés, supervisés et exécutés et à ce que leur rapidité d'exécution et leur caractère financièrement avantageux fassent l'objet d'une évaluation continue.

RECOMMANDATION 8

Pour planifier et achever de façon judicieuse et financièrement avantageuse les projets d'immobilisations, Ontario Power Generation (OPG) devrait :

- collaborer avec les fournisseurs potentiels à l'exécution d'évaluations approfondies avant la tenue des projets afin de déceler les difficultés éventuelles et d'atténuer le risque qu'elles exacerbent une hausse des coûts ou des retards dans leur mise en oeuvre;
- superviser et contrôler étroitement et à intervalles réguliers les travaux dans le cadre des projets afin de déceler les retards éventuels et de les corriger dans les meilleurs délais raisonnables;
- voir à ce que les modalités contractuelles (comme les conditions de garantie) soient source de protection dans l'éventualité où les fournisseurs causeraient des difficultés.

RÉPONSE D'ONTARIO POWER GENERATION

Ontario Power Generation (OPG) souscrit à l'idée du Bureau de la vérificatrice générale comme quoi il y a lieu de planifier et d'exécuter les projets d'immobilisations de façon pertinente et financièrement avantageuse.

OPG continuera d'instaurer son initiative d'excellence des projets à l'échelle de l'organisation pour raffermir la gestion et les mesures de contrôle des projets, évaluer et intégrer les pratiques exemplaires sectorielles et faciliter l'amélioration continue des projets d'immobilisations, notamment :

- mettre les fournisseurs potentiels à contribution dans le cadre de la planification de la conception technique initiale afin de rehausser au départ la connaissance de la constructibilité et de l'état des lieux;
- améliorer davantage le suivi et la communication ayant trait aux fournisseurs grâce à l'initiative du Centre d'excellence en construction (CEC) et à une formation améliorée sur les compétences en gestion de projet;
- examiner la formulation des modèles de contrat afin qu'OPG bénéficie d'une protection adéquate dans l'éventualité de problèmes relatifs aux fournisseurs.

4.6.2 Les examens postérieurs aux projets et effectués par OPG n'étaient ni rapides ni assez exhaustifs

Dans le cadre de la clôture d'un projet d'immobilisations, OPG a pour politique d'effectuer un examen pour documenter la performance du projet, dont son achèvement à temps et conformément au budget. Habituellement, le degré de précision de l'examen postérieur au projet est en phase avec le coût et la complexité du projet en question. S'il s'agit d'un simple projet de remplacement d'équipement, l'examen qui y est postérieur sera habituellement court, tandis que l'examen postérieur à un projet de construction d'une centrale sera complexe et assorti de précisions sur la progression de ce projet et les changements qui y sont apportés par rapport à la proposition d'origine.

Selon ce que nous avons constaté, ni la conclusion des projets ni l'achèvement des examens postérieurs à ceux-ci par OPG n'étaient systématiquement rapides. Voici quelques exemples :

- Bien que le projet de réaménagement de la rivière Lower Mattagami ait été achevé en 2014, OPG a terminé l'examen postérieur à ce projet seulement en 2020, six ans plus tard. OPG avait sous-estimé l'ampleur de la portée de clôture du projet : à son sens, de prime abord, l'achèvement de cet examen allait lui prendre un an.
- En ce qui concerne le projet de construction du tunnel de Niagara, achevé en 2013, ce n'est que trois ans plus tard, en 2016, qu'OPG a terminé l'examen postérieur au projet. Cette fois-ci, OPG avait sous-estimé la portée de clôture du projet après avoir tenu compte de la quantité de travail à exécuter.
- Le projet de réaménagement des centrales Upper Mattagami-Hound Chute s'est conclu à la fin de 2010, mais c'est seulement à la fin de 2012 qu'OPG a achevé l'examen postérieur à ce projet. OPG a relevé, d'une part, qu'on peut s'attendre à ce que la période de clôture d'un projet d'une telle envergure s'étende sur deux ans et, d'autre part, qu'il a fallu consacrer davantage de temps à l'achèvement de l'examen postérieur au projet à cause de la piètre tenue de documents par l'entrepreneur.

Nous avons également trouvé un cas où OPG n'avait pas effectué d'examen exhaustif postérieur à un grand projet, notamment la construction de la centrale Peter Sutherland Sr., où les frais d'immobilisations se sont élevés à quelque 300 millions de dollars. L'achèvement de ce projet s'est fait d'avance (en 2017 plutôt qu'en 2018) et a coûté moins cher (environ 6 millions de dollars de moins) que prévu; pourtant, OPG n'a pas effectué d'examen exhaustif postérieur à ce projet comme ce fut le cas pour d'autres grands projets que nous avons examinés. Pareil examen en lien avec un projet réussi d'une telle envergure réussi permettrait à OPG de discerner les pratiques exemplaires ou les leçons tirées qui pourraient être mises en application dans les projets en cours et à venir.

Les examens postérieurs au projet permettent à OPG et à l'équipe de sa haute direction de tirer un apprentissage des projets antérieurs afin de rehausser la gestion des risques à l'avenir. Si OPG n'effectue pas

ces examens rapidement, le risque que des difficultés du même ordre passent sous le radar pour ensuite occasionner des coûts supplémentaires et des retards dans les projets s'en trouve accru.

RECOMMANDATION 9

Pour évaluer les projets d'immobilisations et mettre les leçons tirées en application aux projets actuels et futurs rapidement, Ontario Power Generation devrait :

- mener à bien des examens postérieurs aux projets, au plus deux ans après leur achèvement substantiel, au moyen de techniques telles que le suivi continu de la tenue de documents ou la clôture des projets en étapes pendant toute leur durée;
- procéder à des examens exhaustifs postérieurs aux grands projets afin de dégager les leçons tirées et les pratiques exemplaires et de les mettre en application aux projets en cours et futurs comme il se doit.

RÉPONSE D'ONTARIO POWER GENERATION

Ontario Power Generation (OPG) souscrit aux recommandations du Bureau de la vérificatrice générale. OPG continuera d'intégrer les examens postérieurs à la mise en oeuvre et les leçons tirées des projets en cours et passés aux travaux futurs afin de saisir les occasions d'exécuter judicieusement les projets. À chaque phase du cycle de vie des projets, OPG met les intervenants internes et externes à contribution pour discerner les possibilités de tirer parti des réussites et chercher les possibilités d'amélioration continue. Des outils numériques servent à faciliter la recension et la saisie des leçons tirées dans le cadre de la planification des projets.

OPG, qui tient à améliorer davantage les pratiques d'examen après mise en oeuvre et la rapidité d'exécution, verra à :

- établir une gouvernance normalisée des pratiques d'examen après mise en oeuvre afin

que l'examen des projets se situe à un niveau correspondant à leur complexité et à leur coût, et que les leçons tirées soient discernées pour être mises en application dorénavant aux projets;

- mettre en oeuvre les délais d'achèvement cibles et les critères de surveillance et de suivi continus de l'état d'achèvement des examens après mise en oeuvre;
- concevoir des outils numériques et miser sur les sources actuelles de renseignements à propos des projets pour améliorer la rapidité d'exécution des pratiques d'examen après mise en oeuvre et rationaliser la gestion de la documentation.

Comme l'a recommandé le Bureau de la vérificatrice générale, OPG continuera de raffermir ses processus et outils d'examen après projet afin de discerner d'autres possibilités d'amélioration aux projets.

4.7 Le processus de tarification n'est pas réglementé pour 12 centrales hydroélectriques d'OPG

Des 66 centrales hydroélectriques d'OPG, 54 sont visées par la réglementation tarifaire de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* (ci-après la « Loi »), ce qui signifie qu'OPG soumet des prévisions de coûts ayant trait au fonctionnement de ces centrales à la CEO, qui évalue de son côté le caractère raisonnable des prévisions dans le cadre de son processus d'approbation des tarifs. Quant aux 12 autres centrales, elles ne sont pas visées par la Loi et leur tarification n'est pas réglementée par la CEO. Elles traitent plutôt directement avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) avec laquelle elles négocient leurs tarifs. Selon ce que nous avons constaté leurs tarifs sont plus élevés que ceux des centrales visées par la réglementation.

Le processus par lequel OPG met en application les tarifs des 54 centrales visées par la réglementation

tarifaire de la CEO est transparent. La CEO compte un comité de commissaires, chargés de rendre en toute autonomie des décisions sur les mises en application et autres affaires entendues dont la CEO est saisie. La CEO rend des décisions concernant les demandes de tarifs au moyen d'un processus quasi judiciaire qui s'apparente à un tribunal et qui comprend la tenue d'audiences orales, écrites ou électroniques, ce qui donne aux parties intéressées de la population l'occasion de formuler des commentaires à cet égard. Dans la population, il se peut que certains veuillent donner leur avis, car qui dit hausse de la tarification des centrales dit peut-être aussi hausse des tarifs d'électricité pratiqués à l'égard des consommateurs. La CEO fait également part à la population des décisions et des taux établis en définitive.

Toutefois, les 12 autres centrales qui ne sont pas visées par la réglementation tarifaire passent par un processus privé avec la SIERE, laquelle traite directement avec ces centrales. Bien que la SIERE examine également le caractère raisonnable des projections de coûts, les modalités commerciales des contrats qu'elle conclut avec ces 12 centrales ne sont pas portées à la connaissance du public, tout comme les contrats qu'elle conclut avec les producteurs d'hydroélectricité du secteur privé. Autrement dit, la population n'a pas l'occasion de donner son avis et les taux définitifs ne lui sont pas communiqués en toute transparence.

Dans le cadre de notre audit, après avoir passé en revue les tarifs des centrales hors réglementation d'OPG, nous avons constaté que ceux-ci étaient nettement plus élevés que les tarifs des centrales réglementées qui, depuis janvier 2021, se situent à peu près à 43,88 \$ par mégawattheure d'électricité produite. Comme en témoigne la **figure 21**, la tarification des centrales hors réglementation varie selon une fourchette d'environ 65 \$ par MWh à environ 250 \$ par MWh, ce qui signifie qu'elle est au moins une fois et demie à presque six fois plus élevée que celle des centrales visées par la réglementation. Nous avons également relevé la vaste fourchette des tarifs des producteurs d'hydroélectricité du secteur privé (hors OPG) qui traitent directement avec la SIERE.

Les tarifs des producteurs du secteur privé se situaient dans une fourchette allant d'à peu près 70 \$ par MWh à 154 \$ par MWh.

Selon ce que nous avons relevé, les dépenses d'immobilisations influent en partie sur la différence entre les tarifs des centrales réglementées et ceux des centrales hors réglementation. Concrètement, dans les deux processus, les dépenses d'immobilisations consacrées aux centrales hydroélectriques sont prises en compte, mais de nombreuses centrales hors réglementation sont relativement nouvelles et ont engagé récemment des dépenses d'immobilisations supérieures, contribuant généralement par des tarifs supérieurs.

RECOMMANDATION 10

Pour fixer de façon constante et juste les tarifs de production hydroélectrique, Ontario Power Generation devrait collaborer avec la Commission de l'énergie de l'Ontario, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité et le ministère de l'Énergie à la réalisation d'un examen approfondi des processus de tarification des centrales réglementées et des centrales hors réglementation, puis déterminer si les modes actuels de tarification sont appropriés et dans l'intérêt des consommateurs.

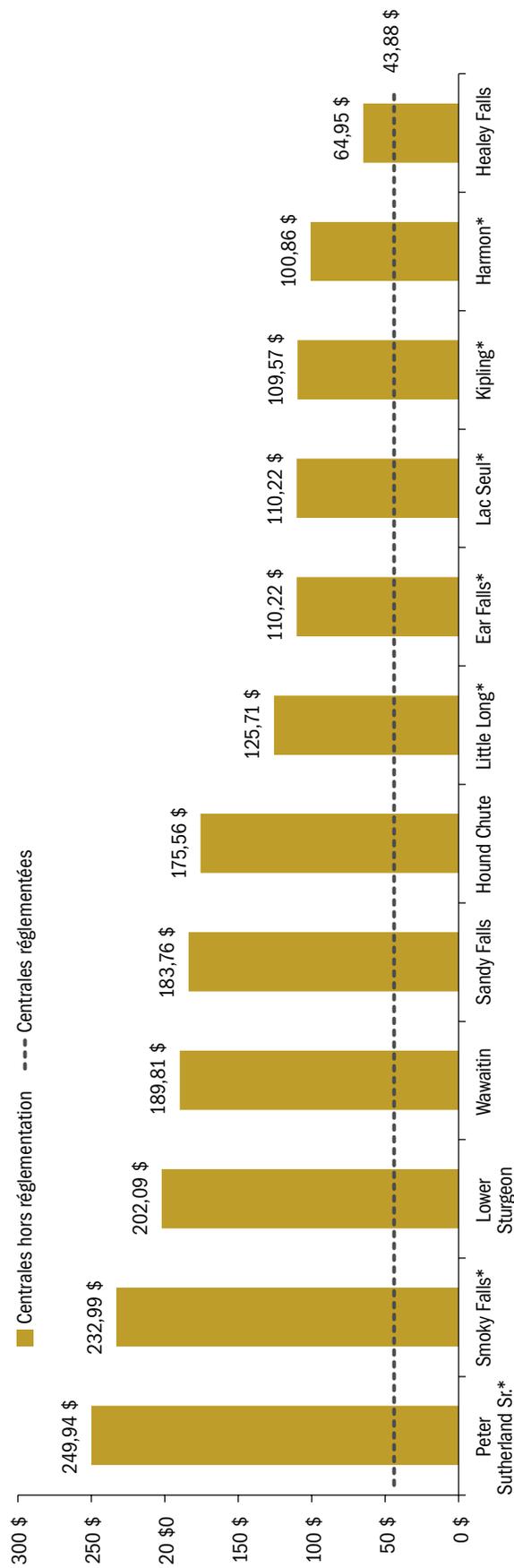
RÉPONSE D'ONTARIO POWER GENERATION

Ontario Power Generation (OPG) tient à fournir de l'électricité à faible coût et de façon sécuritaire, propre et fiable, mais n'a pas le pouvoir de déterminer la forme de paiement ayant trait à ses actifs de production.

Le ministère de l'Énergie (ci-après le « Ministère ») a déterminé les centrales d'OPG qui seront réglementées et celles qui seront visées par un contrat d'exploitation. En vertu de l'article 78.1 de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et du Règlement de l'Ontario 53/05, la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) est seule responsable de la conception des modes

Figure 21 : Tarifs des centrales hors réglementation et des centrales réglementées d'OPG, 2021 (en \$ par mégawattheure)

Préparation par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario



	Peter Sutherland Sr.*	Smoky Falls*	Lower Sturgeon	Wawaïtin	Sandy Falls	Hound Chute	Little Long*	Ear Falls*	Lac Seul*	Kipling*	Harmon*	Healey Falls
--	-----------------------	--------------	----------------	----------	-------------	-------------	--------------	------------	-----------	----------	---------	--------------

Date de mise en service du groupe à l'origine	2017	1931 (reconstruction en 2014)	1923 (reconstruction en 2010)	1912 (reconstruction en 2010)	1911 (reconstruction en 2010)	1910 (reconstruction en 2010)	1963-2014	1930-1948	2009	1966-2014	1965-2014	1913-2010
---	------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-----------	-----------	------	-----------	-----------	-----------

Puissance installée en 2021 (en MWh)	245.280	2 338 920	119.136	134.904	49.056	77.088	1 822 080	255.266	2 014 800	2 014 800	2 049 840	159.169
--------------------------------------	---------	-----------	---------	---------	--------	--------	-----------	---------	-----------	-----------	-----------	---------

Production réelle en 2021 (en MWh)	93.386	515.179	40.735	50.111	29.823	40.192	394.846	94.521	451.303	445.851	82.239
------------------------------------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	---------	---------	--------

Note : Les taux par mégawattheure des centrales hors réglementation ont été calculés en divisant les revenus de production en 2021 par la production réelle en 2021 en mégawattheures. Les revenus provenant des services auxiliaires n'y sont pas inclus.

* Des 12 centrales hors réglementation d'OPG, les sept qui sont susmentionnées (Peter Sutherland Sr.; Smoky Falls; Little Long; Ear Falls; Lac Seul; Kipling; Harmon) font intervenir l'appropriation des Premières Nations et les partenaires avec ces dernières.

de paiement à OPG relativement à la production de ses centrales hydroélectriques réglementées et du montant qui est versé à OPG. La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) est l'unique responsable de la préparation des contrats d'approvisionnement en vue de la production aux termes des articles 25.31 et 25.32 de la *Loi de 1998 sur l'électricité*.

OPG a l'occasion de fournir son apport au type de réglementation de la CEO ou aux contrats d'approvisionnement de la SIERE strictement dans le contexte des consultations publiques tenues par ces deux organismes. Hormis les consultations publiques amorcées par la CEO et la SIERE, OPG n'a pas la capacité de collaborer avec la CEO et la SIERE à la définition des types de paiements ayant trait à sa production hydroélectrique.

Si le Ministère procédait à un examen des centrales réglementées ou visées par un contrat d'exploitation ou si la SIERE ou la CEO procédait à l'examen des modes d'indemnisation en lien avec les actifs hydroélectriques d'OPG, OPG pourrait alors appuyer un tel examen.

4.8 OPG a suivi les pratiques exemplaires en matière de sécurité des barrages, mais devrait continuer d'oeuvrer à la réduction du nombre d'incidents liés à la sécurité publique

Le recours aux barrages constitue une partie importante de la production hydroélectrique. Le barrage consiste en une structure ou une barrière construite sur un cours d'eau pour en réguler les niveaux et le débit. Dans certains cas, les barrages permettent de stocker l'eau dans des réservoirs et de s'en servir ultérieurement pour produire de l'hydroélectricité. Toutefois, les barrages présentent aussi un risque en cas de défaillance. Par exemple, un bris de barrage peut se traduire par des déversements d'eau qui touchent les populations animales et fauniques locales et, dans certaines situations,

comporter également de fâcheuses retombées sur les collectivités à proximité, comme des inondations.

OPG possède et entretient 241 barrages en Ontario. OPG n'a jamais eu à composer avec des bris de barrage, mais il lui est essentiel d'avoir un programme rigoureux de sécurité permettant, dans le cadre du fonctionnement et de la gestion des centrales hydroélectriques, d'évaluer constamment la structure même du barrage et d'autres aspects connexes comme la sécurité publique.

4.8.1 Le Programme de sécurité des barrages d'OPG a suivi les lignes directrices de l'industrie, mais les examens de sécurité des barrages n'ont pas été effectués rapidement

Au fil de notre conversation avec la haute direction d'OPG responsable de la sécurité des barrages et de notre examen de la gouvernance de la sécurité des barrages, nous avons appris qu'OPG avait pour politique d'exploiter ses installations de façon sécuritaire et fiable et de s'assurer que ses barrages sont conformes aux lois et aux exigences pertinentes en matière de sécurité des barrages. Pour gérer la sécurité des barrages, OPG suit les pratiques de l'industrie telles que celles recommandées dans les lignes directrices publiées par l'Association canadienne des barrages (ACB).

L'ACB est une association industrielle composée de particuliers et de membres d'organisations, dont des ingénieurs-conseils, des propriétaires de barrages et des organismes de réglementation. Elle sert de tribune pour échanger des idées et de l'expérience dans le domaine de la sécurité des barrages. Elle compte également un Comité de la sécurité des barrages ayant pour mandat d'assurer la gestion des publications techniques, y compris les lignes directrices sur la sécurité des barrages. Les membres du Comité sont des bénévoles qui agissent à titre professionnel et proviennent de diverses organisations au pays, dont OPG, BC Hydro et Hydro-Québec.

Après avoir passé en revue les renseignements rendus publics et conversé avec une panoplie

d'organisations et d'ingénieurs, dont des professionnels de la sécurité des barrages, nous avons relevé que les lignes directrices mises au point par l'ACB font figure de bonnes pratiques de l'industrie en matière de sécurité des barrages. Le programme de sécurité des barrages d'OPG est en phase avec les lignes directrices de l'ACB, notamment parce qu'il garantit la tenue rapide et à intervalles réguliers d'inspections et d'examens des barrages d'OPG afin que ceux-ci fonctionnent bien et en toute sécurité.

Dans le cadre de son programme de sécurité des barrages, OPG procède à deux types névralgiques d'inspections et d'examens :

- **L'inspection générale de sécurité des barrages (ci-après « l'inspection »)** : Il s'agit de l'inspection normale effectuée par les membres du personnel ingénieur des 241 barrages qu'OPG possède et entretient. Les inspections sont échelonnées chaque année ou tous les deux ans selon la classification des barrages. L'inspection consiste en l'observation détaillée de la structure pour voir au fonctionnement normal des composantes du barrage, à faire le suivi des problèmes décelés au préalable et à discerner les problèmes naissants qui peuvent nécessiter un suivi ou des mesures correctrices.
- **L'examen de sécurité du barrage (ci-après « l'examen »)** : Il s'agit d'un processus plus exhaustif réalisé par un tiers indépendant (généralement une firme de génie-conseil). L'examen consiste à confirmer la classification du barrage en fonction des risques et de la conformité à la réglementation actuelle et aux directives de l'industrie, ainsi qu'à vérifier les résultats des inspections et évaluations d'OPG comme l'inspection générale de sécurité des barrages susmentionnée. La fréquence de l'examen dépend du niveau de risque du barrage. Par exemple, aux termes de la politique d'OPG, il faut effectuer tous les 10 ans l'examen des barrages qui entrent dans la catégorie

à risque élevé (laquelle fait habituellement allusion aux cas où le bris de barrage pourrait signifier une perte de vie), tandis que ceux qui entrent dans la catégorie à faible risque (les cas sans risque de perte de vie et aux faibles retombées sur la propriété et l'environnement) nécessitent un examen à peu près tous les 15 ans.

Pour déterminer si OPG a effectué rapidement les inspections générales de sécurité des barrages, nous avons examiné un échantillon de 30 rapports issus de ces inspections (se rapportant à 12 % des 241 barrages d'OPG). En règle générale, d'après nos constatations, OPG effectuait rapidement ces inspections-là. En ce qui concerne les 30 barrages que nous avons examinés, ils avaient fait l'objet d'une inspection ces deux dernières années (en 2020 ou en 2021) conformément à l'échelonnement.

De plus, après avoir passé en revue un échantillon de 30 rapports d'examen de la sécurité des barrages, nous avons constaté que les examens étaient exhaustifs et faisaient état de domaines tels que les niveaux du débit des cours d'eau, la mise à l'essai des appareils et les mouvements sismiques qui ont nui ou risquent de nuire aux barrages, mais qu'ils n'étaient pas effectués rapidement. Par exemple, des 241 barrages d'OPG, seuls 102 (ou 42 %) ont fait l'objet d'un examen de 10 à 15 ans après l'examen précédent. Si la pandémie de COVID-19 a bel et bien entraîné le report à court terme de certains examens de sécurité des barrages, dans de nombreux cas, la période de 10 à 15 ans était déjà écoulée. C'est ainsi que 79 (ou 33 %) des examens de la sécurité des barrages d'OPG étaient achevés ou en voie de l'être au moins cinq ans après ce qui est exigé aux termes de la politique d'OPG.

Nous avons également passé en revue les résultats des inspections et des examens pour déterminer de quel type étaient les inquiétudes ou problèmes relevés. Selon ce que nous avons constaté, il s'agissait essentiellement de travaux d'entretien habituels requis pour réparer la structure ou les appareils des barrages (comme il est indiqué à la **section 4.3**) ou de corrections requises pour éviter les incidents de sécurité publique à déclaration obligatoire (comme il est indiqué à la **section 4.8.2**).

4.8.2 Les incidents liés à la sécurité publique demeurent fréquents alors que les incidents liés à la sécurité des barrages ont reculé

OPG a pour pratique de repérer et de signaler les incidents liés à la sécurité publique et aux barrages. La haute direction en fait l'examen à intervalles réguliers puis elle relate le tout au conseil d'administration d'OPG. Ces incidents se caractérisent par les risques ou problèmes liés aux barrages, aux centrales électriques et aux mesures de contrôle mises en place pour assurer la sécurité publique. Les incidents sont classés selon des catégories de gravité : les catégories I, II et III font respectivement état d'une gravité forte, moyenne et faible (voir la **figure 22** pour obtenir la définition précise de ces catégories d'incidents).

Après avoir passé en revue les renseignements sur les incidents survenus ces sept dernières années, nous avons constaté que le nombre d'incidents liés à la sécurité des barrages (à savoir la structure du

barrage ou la centrale même) a reculé, pour passer de 41 en 2015 à 19 en 2021 (voir la **figure 23**), mais que le nombre d'incidents liés à la sécurité publique, fluctuant d'une année à l'autre, s'est accru et est demeuré élevé ces dernières années : en 2021, 145 incidents sont survenus (voir la **figure 24**). OPG nous a appris que la hausse des incidents liés à la sécurité publique pourrait être attribuable à l'amélioration de ses pratiques de suivi, comme le recours à des caméras vidéo pour capter ces incidents en détail.

Nous avons également passé en revue les renseignements sur ces incidents pour déterminer si OPG a pris rapidement des mesures adéquates pour régler les problèmes (les détails se trouvent à la **figure 25**). Voici ce que nous avons constaté :

- En ce qui touche les incidents liés à la sécurité des barrages (comme le montre la **figure 23**), OPG n'en a subi aucun d'une ampleur considérable (de catégorie I). De fait, la plupart des incidents de catégories II et III observés

Figure 22 : Classification des incidents liés à la sécurité des barrages et à la sécurité publique

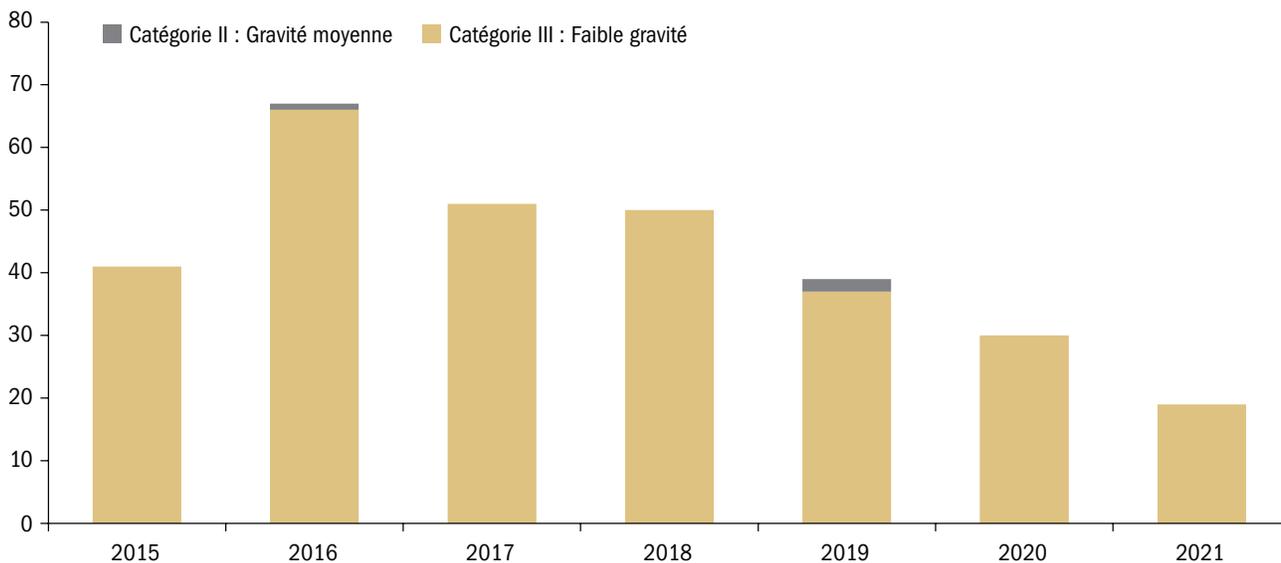
Préparée par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario

Catégorie	Gravité	Incident lié à la sécurité du barrage	Incident lié à la sécurité publique
Catégorie I	Forte	Un bris de barrage, y compris les incidents causés par un barrage et qui poussent la collectivité à mettre en oeuvre un plan d'urgence à des fins d'évacuation.	Un incident qui met en cause un barrage ou son fonctionnement et se traduit par un sauvetage effectué par un premier intervenant, un décès ou une blessure grave.
Catégorie II	Moyenne	Un incident causé par un barrage, où les collectivités en aval et d'autres parties prenantes apprennent qu'elles doivent se montrer particulièrement vigilantes dans la préparation des mesures à prendre ou reçoivent un avis de conformité à une exigence législative en matière de sécurité des barrages (p. ex., un avis d'interdiction visant à empêcher l'intrusion des particuliers dans certaines zones entourant un barrage).	Un incident ayant trait à l'intrusion où il y a un risque considérable d'exposition à des situations éventuellement dangereuses se rapportant au barrage ou à son fonctionnement et qui risque de se traduire par un décès ou des blessures graves.
Catégorie III	Faible	Les défauts structurels du barrage pour lesquelles des mesures provisoires sont requises afin d'en rehausser le suivi et l'intervention (p. ex., l'accroissement des infiltrations) ou le mauvais fonctionnement des dispositifs, comme les vannes des déversoirs.	Un incident ayant trait à l'intrusion où il y a un risque d'exposition à des situations éventuellement dangereuses ou l'insuffisance d'une mesure de prévention liée à la sécurité publique (p. ex., une estacade de sécurité endommagée, qui sert à bloquer l'accès à certaines zones autour d'un barrage).

Remarque : Des exemples d'incidents liés à la sécurité des barrages et à la sécurité publique qui se sont produits à Ontario Power Generation se trouvent à la **figure 25**.

Figure 23 : Nombre d'incidents liés à la sécurité des barrages, 2015-2021

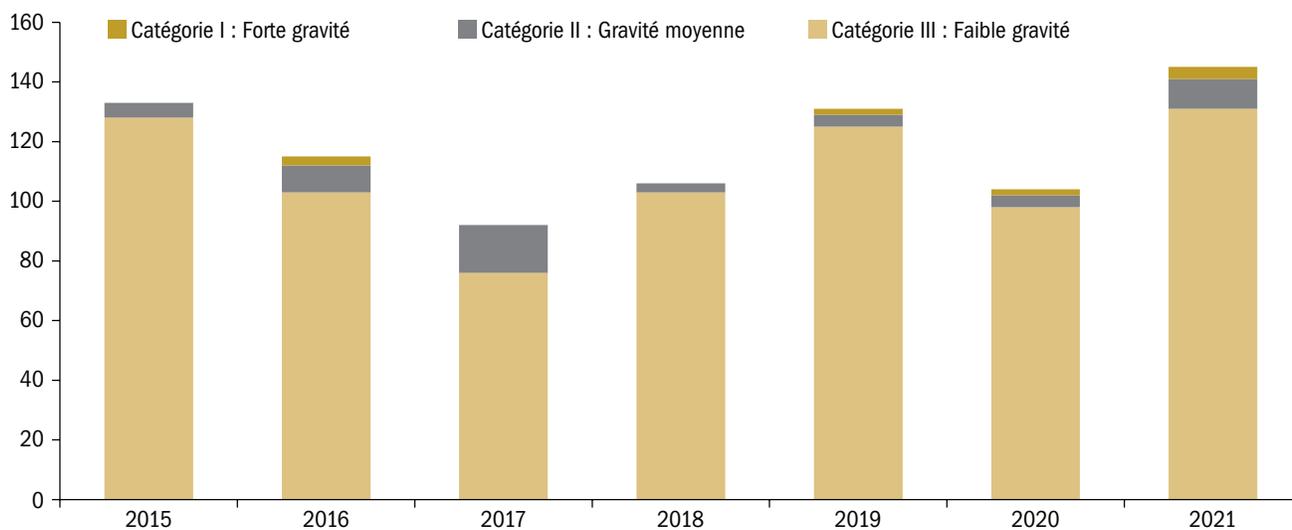
Préparation par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario



Remarque : Les définitions détaillées des catégories d'incidents se trouvent à la figure 22. De 2015 à 2021, il n'y a eu aucun incident de catégorie I lié à la sécurité des barrages.

Figure 24 : Nombre d'incidents liés à la sécurité publique, 2015-2021

Préparation par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario



Remarque : Les définitions détaillées des catégories d'incidents se trouvent à la figure 22.

étaient gérables et OPG a pris des mesures adéquates pour corriger les problèmes une fois ceux-ci décelés.

- En ce qui concerne les incidents liés à la sécurité publique (comme le montre la figure 24),

dans la plupart des cas, les problèmes sont survenus parce que le public a ignoré ou n'a pas remarqué les panneaux de mise en garde quant à l'intrusion sur la propriété ou dans les cours d'eau d'OPG (par exemple, lorsqu'un kayakiste

Figure 25 : Exemples d'incidents liés à la sécurité des barrages et à la sécurité publique

Préparée par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario

Type d'incident	Catégorie d'incident*	Précisions sur l'incident et suites données par Ontario Power Generation (OPG)
Sécurité des barrages	II	Un canal à vannes (qu'on peut ouvrir ou fermer pour réguler le débit hydraulique) a fait défaut au stade de l'ouverture pour laisser passer l'eau. Le personnel a repéré et remplacé les composants électriques défectueux.
Sécurité des barrages	II	La défaillance d'une ligne de transport d'électricité a causé la mise hors ligne d'une centrale. Le générateur de secours a été surchargé et on a confié à plusieurs membres du personnel la tâche de le remettre en bon état de fonctionnement.
Sécurité des barrages	III	On a constaté qu'une estacade de retenue d'amont (barrière flottante) était endommagée à un barrage en hiver alors que l'eau était couverte de glace. Puisque la glace atténuait le risque de navigation, les réparations ont été mises en veilleuse et effectuées ultérieurement, avant la saison de navigation.
Sécurité des barrages	III	Après d'importantes précipitations, on a décelé de l'érosion en amont d'un barrage. On a installé à titre temporaire des murets de sécurité (semblables aux barrières que l'on peut voir sur les routes en construction) sur les routes avoisinantes et on a joint une firme de génie géotechnique pour établir la marche à suivre.
Sécurité publique	I	On a aperçu un kayakiste en train de pagayer dans le cours d'eau d'un barrage. On a joint le service des incendies pour expulser le kayakiste, puis on l'a accusé de s'être introduit dans une zone d'accès restreint.
Sécurité publique	II	Après avoir décelé la présence d'un bateau de pêche dans une zone à risque du bief de fuite d'un barrage (la zone tout juste sous le côté sortie d'un barrage), les services de sécurité d'OPG ont joint d'autres services de sécurité en vue de le retirer. OPG a transmis des renseignements au service de police municipal afin de trouver le propriétaire du bateau pour lui émettre un avis d'intrusion.
Sécurité publique	III	Lors d'une patrouille, les services de sécurité ont remarqué une fissure dans la clôture qui restreignait l'accès à la propriété d'OPG. Ils ont attendu que les services de sécurité sur place réparent le tout avant de quitter les lieux.

* Les définitions des catégories d'incidents se trouvent à la figure 22.

pagayait dans le cours d'eau d'un barrage). En de tels cas, OPG a pris en règle générale des mesures adéquates pour résoudre les problèmes, comme prendre contact avec les autorités policières et locales et leur transmettre des renseignements.

Il se peut qu'OPG n'exerce pas la pleine maîtrise de certains aspects de la sécurité publique (comme lorsque le public fait fi des panneaux de mise en garde ou des barrières et se rend trop près des barrages ou des centrales), mais il importe qu'OPG continue de faire montre de diligence dans la prise de mesures afin que de tels problèmes ne se reproduisent pas.

Certes, les pratiques de sécurité varient d'un barrage à l'autre en fonction des évaluations des risques propres aux lieux. De plus, les barrages et centrales électriques (notamment en milieu très éloigné) ne nécessitent pas forcément de mesures comme une balise ou un système d'alarme. Cela dit, il importe qu'OPG continue d'examiner et d'évaluer le caractère adéquat des processus mis en place à ses barrages et centrales électriques, notamment si le public y a facilement accès.

RECOMMANDATION 11

Pour protéger ses centrales hydroélectriques, ses barrages et le public, Ontario Power Generation devrait :

- effectuer rapidement les inspections et examens des barrages, conformément aux politiques et aux pratiques exemplaires, afin d'en évaluer la sécurité et le fonctionnement;
- continuer de passer en revue les processus de sécurité de ses actifs hydroélectriques pour conscientiser l'opinion publique et de discerner des occasions de mettre en place d'autres mesures de sécurité, comme des balises ou des systèmes d'alarme, si nécessaire et dans la mesure du possible.

RÉPONSE D'ONTARIO POWER GENERATION

Ontario Power Generation (OPG) souscrit à l'idée du Bureau de la vérificatrice générale comme quoi il est important de maintenir un programme rigoureux de sécurité des barrages.

La sécurité publique demeure la priorité absolue d'OPG, ce qui comprend l'exploitation sécuritaire de ses barrages et de ses centrales hydroélectriques. OPG respecte tous les règlements applicables à la sécurité des barrages et participe activement aux tribunes visant à rehausser la sécurité en la matière.

OPG rationalisera davantage son processus d'examen de la sécurité des barrages afin de rendre des comptes rapidement et de maintenir ses évaluations continues des mesures de contrôle en place pour protéger le public contre les dangers liés à l'eau.

OPG collaborera également avec les autorités locales, les organismes d'application de la loi et les intervenants communautaires à la conscientisation de l'opinion publique aux dangers relatifs aux barrages et aux centrales hydroélectriques et à leur reconnaissance par la population afin que la sécurité publique en Ontario s'en trouve raffermie. De plus, OPG poursuivra ses campagnes

multiplateformes de conscientisation à la sécurité sur l'eau, lesquelles varient d'une saison à l'autre, et ciblera les adeptes de plein air et les pêcheurs à la ligne.

4.9 OPG doit continuer de faire le suivi et de rendre compte de ses activités d'acquisition et d'investissement à l'étranger

Outre ses propres centrales et activités en Ontario, OPG possède des actifs de production d'électricité aux États-Unis au moyen d'une série de filiales exploitées sous la dénomination d'Eagle Creek. En novembre 2018, OPG a d'abord fait l'acquisition d'Eagle Creek pour une valeur nette de 298 millions de dollars américains. En octobre 2019, OPG a ensuite fait l'acquisition de Cube Hydro Partners LLC et de Helix Partners PF pour 1,12 milliard de dollars américains. Tant ces deux dernières organisations que celle d'Eagle Creek s'inscrivent dans une gestion conjointe sous la dénomination d'Eagle Creek.

OPG regroupe les activités et les actifs d'Eagle Creek dans ses états financiers. Eagle Creek exerce ses activités exclusivement aux États-Unis (sans présence en Ontario ni ailleurs au Canada) et compte son propre conseil d'administration. Le conseil d'administration actuel d'Eagle Creek compte quatre membres, dont deux sont des dirigeants d'OPG.

Eagle Creek est assimilé à un exploitant d'hydroélectricité plus petit qu'OPG. Comparativement aux 66 centrales d'OPG en Ontario, Eagle Creek possède 87 centrales hydroélectriques aux États-Unis, mais celles-ci ont une puissance installée totale de 688 mégawatts, laquelle est près de 12 fois inférieure à celle de quelque 7 500 mégawatts d'OPG.

Au fil de notre conversation avec la haute direction d'OPG, nous avons constaté que l'investissement dans Eagle Creek relevait d'une décision stratégique : s'en servir comme plateforme en vue d'une croissance viable à long terme dans les marchés américains. La décision d'OPG de chercher des possibilités d'investissement à l'extérieur de l'Ontario était attribuable au nombre restreint de possibilités de

croissance offertes en Ontario à l'époque. Puisque la fermeture éventuelle de la centrale nucléaire de Pickering en 2024-2025 se traduira par une perte de production d'énergie nucléaire, laquelle occasionnera par ricochet un manque à gagner pour OPG, l'investissement dans Eagle Creek a également pour but d'apporter à OPG une source de revenus afin de combler en partie ce futur manque à gagner.

4.9.1 Ni OPG ni le ministère de l'Énergie n'avaient de cadre d'acquisition d'Eagle Creek en 2018

Après avoir passé en revue les documents sur le processus décisionnel de l'investissement d'OPG dans Eagle Creek, nous avons constaté que ni OPG ni le ministère de l'Énergie (ci-après le « Ministère ») n'avaient mis en place un cadre ou un processus en bonne et due forme pour évaluer l'acquisition potentielle d'Eagle Creek en novembre 2018.

OPG a pour mandat de tenter de trouver des débouchés, en Ontario ou ailleurs. Selon le protocole d'entente qu'OPG et l'État de l'Ontario ont conclu en 2015, [traduction] « OPG misera sur ses actifs et son savoir-faire pour générer de nouveaux revenus qui témoignent d'une saine gestion commerciale, y compris des investissements et des acquisitions stratégiques dans le domaine de l'électricité, ainsi que des débouchés connexes en Ontario ou ailleurs, de son propre chef ou en partenariat s'il y a lieu, à l'avantage de la société et de l'actionnaire [l'État] ».

Nous avons relevé qu'OPG se servait strictement de renseignements généraux pour décrire son intention de chercher des possibilités d'investissement à l'extérieur de l'Ontario dans son plan d'activités 2018-2021 soumis au Ministère. OPG y souligne que [traduction] « [...] les possibilités de croissance dans le domaine de l'électricité en Ontario demeurent restreintes en raison de l'incertitude qui plane sur la demande en électricité à l'avenir, pendant que le portefeuille actuel d'actifs d'OPG demeure fortement axé sur la production d'énergie nucléaire et hydroélectrique réglementée en Ontario ». Qui plus est, OPG a signalé que sa stratégie consisterait à étoffer son portefeuille

d'activités au moyen d'investissements « non internes », expression qui désigne les investissements à l'extérieur de l'Ontario. Dans le plan d'activités, il est seulement mentionné que ces investissements seront fonction des débouchés du marché et des attentes de l'État, sans préciser vers quoi ni où les investissements d'OPG seront dirigés.

En avril 2018, dans les suites qu'il a données à la présentation du plan d'activités d'OPG, celui qui était alors ministre de l'Énergie a reconnu que [traduction] « [...] l'interruption éventuelle des activités à la centrale nucléaire de Pickering en 2024 appellera nécessairement des changements afin qu'OPG montre de la vigueur dans ses finances et activités et que sa position soit favorable lorsque des occasions de croissance se présenteront ». On pouvait aussi y lire ce qui suit : [traduction] « En ma qualité de ministre de l'Énergie, j'invite OPG à poursuivre l'étude de nouveaux débouchés, y compris par l'éclosion et l'acquisition de projets. Je m'attends à ce qu'OPG tienne l'actionnaire (c'est-à-dire l'État) au courant de ses projets d'expansion des activités et cherche à obtenir son assentiment quant aux initiatives substantielles qui font partie de ses engagements. »

Au fil de notre conversation avec le personnel du Ministère, nous avons constaté que le Ministère était bel et bien au courant du processus d'acquisition d'Eagle Creek en 2018 et tenu informé à cet égard, mais que son approbation en bonne et due forme n'était pas requise et qu'il n'avait pas pris part directement à cette acquisition, car les deniers publics n'avaient pas servi directement à cette fin (OPG a financé l'acquisition au moyen des facilités de crédit à sa disposition, notamment son programme de gestion de la dette publique). De plus, nous avons relevé que ni OPG ni le Ministère ne se servaient d'un cadre d'acquisition lorsque venait le temps d'investir plusieurs millions de dollars à l'étranger.

Ce n'est qu'en 2021, quelque deux années après l'acquisition d'Eagle Creek par OPG, que le Ministère et OPG ont achevé un cadre d'acquisition afin d'évaluer les futures occasions d'investissement. Les mesures qu'OPG prendra pour voir à ce que les occasions d'investissement soient adéquatement évaluées, mises

en priorité et valorisées y sont décrites. Par exemple, il est précisé dans le cadre qu'OPG devrait tenir compte de ce qui suit :

- L'échéancier pendant lequel l'apport au revenu net d'OPG est favorable.
- La façon par laquelle l'investissement s'inscrira dans une transition vers une économie écologisée.
- La façon par laquelle l'investissement permettra aux Ontariens d'épargner à long terme et stimulera l'essor de l'économie ou la création d'emplois en Ontario.

De plus, selon ce qui est exigé dans le cadre d'acquisition, OPG doit faire à intervalles réguliers le suivi du rendement de ses investissements et procéder périodiquement (tous les trois à cinq ans) à un examen stratégique périodique, lequel sera communiqué au conseil d'administration d'OPG et à l'État à titre d'actionnaire. D'autres précisions à propos d'un examen stratégique récemment achevé se trouvent à la **section 4.9.2**.

4.9.2 Le taux de rendement des investissements d'OPG dans Eagle Creek est inférieur aux attentes

Comme il est indiqué à la **section 4.9.1**, Eagle Creek possède et exploite des centrales hydroélectriques afin d'offrir un rendement à son investisseur, nommément OPG. OPG estimait à l'origine que son investissement dans Eagle Creek lui procurerait un certain rendement. Toutefois, en 2022, après avoir procédé à l'examen stratégique de son investissement dans Eagle Creek, OPG a abaissé le taux de rendement attendu d'à peu près 1,2 %.

Après avoir passé en revue l'analyse d'OPG et les précisions s'y rapportant, nous avons relevé que le taux de rendement moindre est imputable à plusieurs raisons, y compris la pandémie de COVID-19 qui a débuté en mars 2020 et la baisse de la demande en électricité attribuable aux confinements aux États-Unis. Eagle Creek offre aussi des rendements par les investissements dans d'autres organisations productrices d'hydroélectricité, mais à cause de la

pandémie de COVID-19, le marché des États-Unis a fourni à Eagle Creek peu d'occasions d'investissement qui auraient été propices à l'expansion de ses activités. Par ricochet, le taux de rendement attendu des investissements d'OPG s'en est également ressenti.

Il importe qu'OPG et le Ministère exercent un suivi continu de l'état de cet investissement afin qu'Eagle Creek puisse offrir un taux de rendement positif.

De plus, après avoir passé en revue les revenus tirés d'Eagle Creek, nous avons relevé que ceux-ci étaient considérablement inférieurs au manque à gagner qu'il y aurait si la centrale nucléaire de Pickering (centrale de Pickering) était fermée. À titre d'exemple, en 2021, les revenus d'Eagle Creek s'élevaient à quelque 140 millions de dollars pendant que ceux de la centrale de Pickering se chiffraient à quelque 2 milliards de dollars.

RECOMMANDATION 12

Pour protéger l'État et, de ce fait, les contribuables de l'Ontario, Ontario Power Generation devrait :

- procéder chaque année à l'examen stratégique de ses investissements à l'étranger et des occasions potentielles d'investissement en Ontario puis en faire part à son conseil d'administration et à l'État;
- évaluer à intervalles réguliers son cadre d'acquisition, notamment par une analyse prospective des risques et des investissements potentiels (en Ontario ou ailleurs), et rendre compte à l'État des résultats obtenus.

RÉPONSE D'ONTARIO POWER GENERATION

Ontario Power Generation (OPG) souscrit à la recommandation du Bureau de la vérificatrice générale et prête attention à une croissance propice à la pérennité de l'avenir et qui en donne vraiment pour leur argent aux contribuables de l'Ontario.

Dans le cadre de son engagement à l'égard de son conseil d'administration, OPG a établi un cadre de suivi du rendement des acquisitions qui comprend des mises à jour annuelles du

rendement. OPG continuera de rendre compte de ces renseignements à son conseil d'administration chaque année et transmettre les mêmes renseignements au gouvernement de l'Ontario.

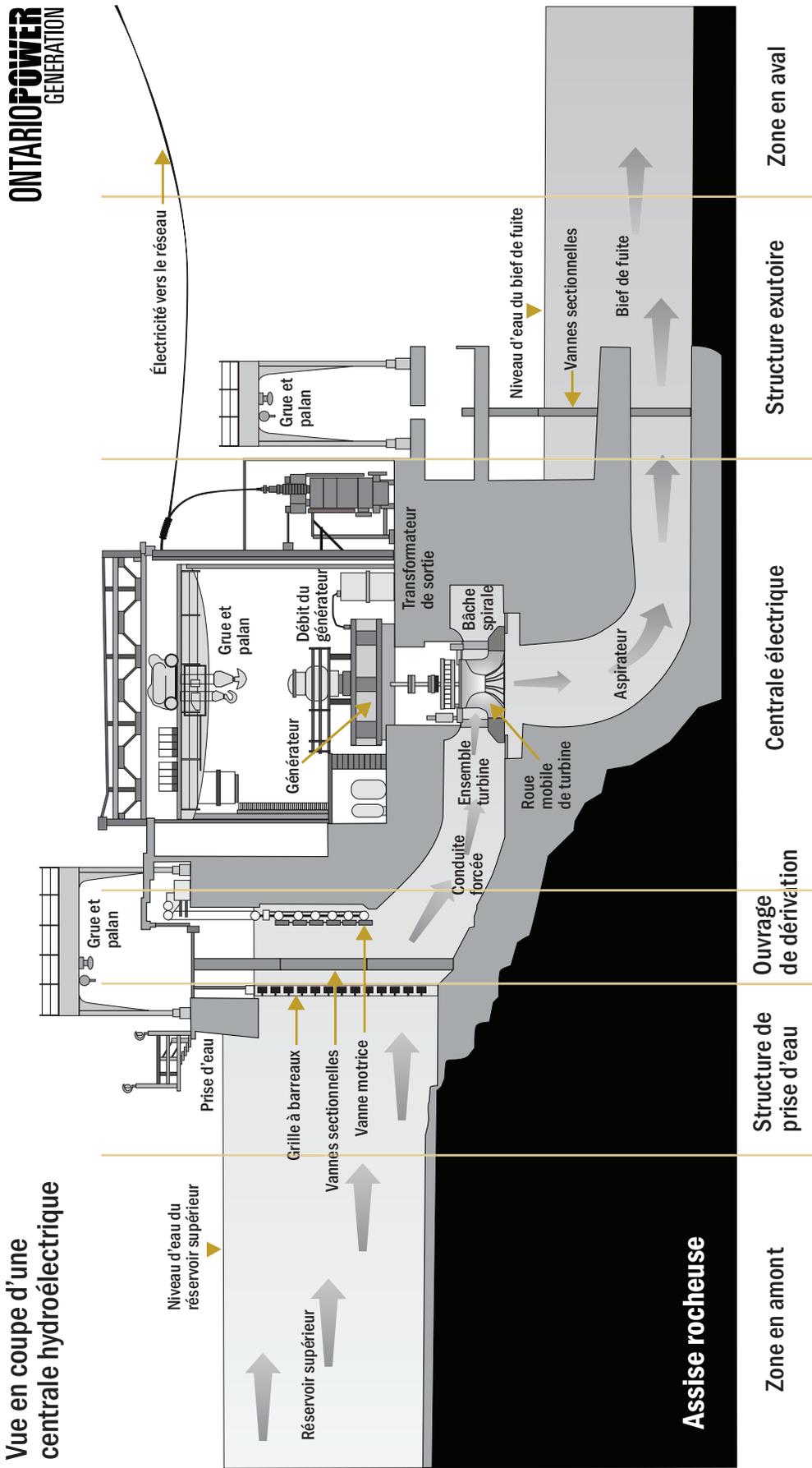
Le cadre de suivi du rendement des acquisitions d'OPG comprend un examen stratégique périodique, suivant la recommandation du Bureau de la vérificatrice générale. Selon les conditions du marché, OPG entend rajuster la fréquence de cet examen stratégique afin que le conseil d'administration et le gouvernement de l'Ontario soient au fait des changements substantiels.

Bien que le cadre d'acquisition conclu entre OPG et le gouvernement de l'Ontario ne prévoit pas de processus d'évaluation en bonne et due forme, il comporte l'exigence de réunions continues qui ont lieu environ une fois par mois. Le but de cette tribune consiste en des délibérations à propos des investissements potentiels. Dans le cadre de ce processus, OPG s'engage à évaluer chaque année avec le gouvernement de l'Ontario le cadre d'acquisition afin que celui-ci demeure fructueux et structuré, et ce, dans l'intérêt supérieur des contribuables de l'Ontario.

Annexe 1 : Centrale hydroélectrique

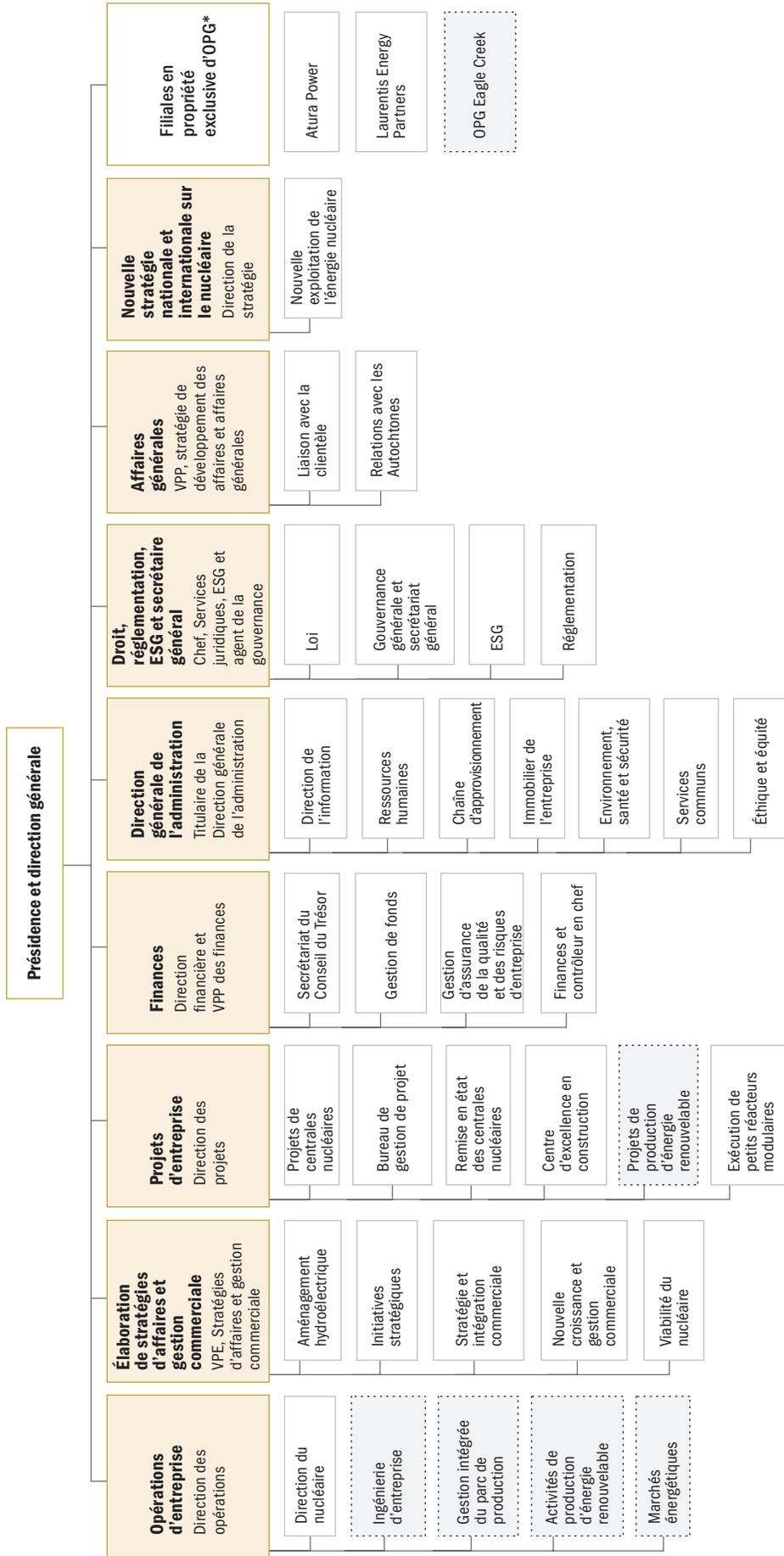
Source : Ontario Power Generation

Vue en coupe d'une centrale hydroélectrique



Annexe 2 : Organigramme d'OPG

Préparation par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario



Notre audit porte sur ces divisions

* Liste non exhaustive

Légende : VPE – Vice-présidence exécutive

VPP – Vice-présidence principale

ESG – Environnement, social et de gouvernance

Annexe 3 : Centrales hydroélectriques d'OPG

Préparée par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario

Région	Centrale hydroélectrique	Date de mise en service du groupe à l'origine	Puissance installée en 2021 (en mégawatts)	Production réelle en 2021 (mégawattheures)	Âge (nombre d'années) ¹
Est (32 centrales)	Abitibi Canyon ²	1933-1959	345	858.043	62-88
	Arnprior	1976-1977	82	133.976	44-45
	Barrett Chute	1942-1968	176	295.749	53-79
	Bingham Chute	1923-1924	1	2 619	97-98
	Calabogie ³	1917	0	-	104
	Chats Falls	1931-1932	96	502.995	89-90
	Chenau	1950-1951	144	645.841	70-71
	Chute	1923-1924	3	10.447	97-98
	Coniston	1905-1915	3	11.946	106-116
	Crystal Falls	1921	8	38.459	100
	Des Joachims	1950-1951	429	1 968 348	70-71
	Elliot Chute	1929	2	4.194	92
	Harmon ⁴	1965-2014	234	445.851	7-56
	Healey Falls ⁴	1913-2010	18	82.239	11-108
	Hound Chute ⁴	1910 (reconstruction en 2010)	9	40.192	11
	Kipling ⁴	1966-2014	230	451.303	7-55
	Little Long ^{2,4}	1963-2014	208	394.846	7-58
	Lower Notch	1971	274	293.710	50
	Lower Sturgeon ⁴	1923 (reconstruction en 2010)	14	40.735	11
	Matabitchuan	1910	10	34.274	111
	McVittie	1912	3	14.273	109
	Mountain Chute	1967	170	299.174	54
	Nipissing ⁵	1909	0	-	112
	Otter Rapids	1961-1963	182	431.051	58-60
	Otto Holden	1952-1953	243	911.963	68-69
	Peter Sutherland Sr. ^{2,4}	2017	28	93.386	4
	RH Saunders ²	1958-1959	1 045	7 211 104	62-63
	Sandy Falls ⁴	1911 (reconstruction en 2010)	6	29.823	11
	Smoky Falls ^{2,4}	1931 (reconstruction en 2014)	267	515.179	7
	Stewartville	1948-1969	182	295.430	52-73
	Stinson	1925	5	20.760	96
	Wawaitin ⁴	1912 (reconstruction en 2010)	15	50.111	11
Ouest (29 centrales)	Aguasabon	1948	47	100.355	73
	Alexander	1930-1958	69	338.815	63-91
	Auburn	1911-1912	2	9.364	109-110

Région	Centrale hydroélectrique	Date de mise en service du groupe à l'origine	Puissance installée en 2021 (en mégawatts)	Production réelle en 2021 (mégawattheures)	Âge (nombre d'années) ¹
	Big Chute ⁶	1909-1919 (reconstruction en 1993)	10	-	28
	Big Eddy	1941	8	44.138	80
	Cameron Falls	1920-1958	92	404.906	63-101
	Caribou Falls	1958	91	299.440	63
	Ear Falls ⁴	1930-1948	17	94.521	73-91
	Lac Seul ⁴	2009	12		12
	Eugenia Falls	1915-1920	6	21.502	101-106
	Frankford	1913	3	10.047	108
	Hagues Reach	1925	4	19.279	96
	High Falls	1920	3	14.127	101
	Kakabeka Falls	1906-1914	25	92.260	107-115
	Lakefield	1928	2	7.454	93
	Manitou Falls	1956-1958	73	230.120	63-65
	Merrickville	1915-1919	2	2 826	102-106
	Meyersberg	1924	5	20.510	97
	Pine Portage	1950-1954	145	420.437	67-71
	Ragged Rapids	1938	8	43.446	83
	Ranney Falls	1922-1926	10	63.340	95-99
	Seymour	1909	6	29.040	112
	Sidney	1911	4	21.019	110
	Sills Island	1900	2	9.263	121
	Silver Falls ⁷	1959	48	-	62
	South Falls	1916-1925	6		96-105
	Trethewey Falls	1929	2	46.443	92
	Hanna Chute	1926	1		95
	Whitedog Falls	1958	68	159.093	63
Niagara (5 centrales)	DeCew Falls I	1898	23	1 213 971	123
	DeCew Falls II	1948	144		73
	Sir Adam Beck I ²	1922-1930	438		91-99
	Sir Adam Beck II ²	1954-1958	1 499	11 355 484	63-67
	Centrale de pompage Sir Adam Beck	1957-1958	174		63-64
Total	66		7 481 (chiffre arrondi)	31 199 221	

1. L'âge de certaines centrales est présenté selon une fourchette, car il est possible que chaque centrale comporte plusieurs groupes électrogènes dont la mise en fonction s'est peut-être amorcée à différentes années.
2. Centrales visitées lors de notre audit.
3. La centrale de Calabogie, gravement endommagée par une tornade en septembre 2018, demeurera hors service jusqu'à l'achèvement d'un projet de réaménagement attendu en 2022.
4. Centrales visées par un contrat d'exploitation (hors réglementation).
5. La centrale de Nipissing ne produit plus d'électricité depuis la décision prise de ne pas remettre en état les conduites forcées qui fuient.
6. La centrale Big Chute, actuellement hors ligne, fait l'objet de travaux de réparation (il s'agit ici d'une indisponibilité fortuite).
7. La centrale Silver Falls est actuellement en indisponibilité prévue (il s'agit ici d'une restructuration).

Annexe 4 : Glossaire

Préparée par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario

Terme	Définition
Association canadienne des barrages (ACB)	Groupe de propriétaires, d'exploitants, d'organismes de réglementation, de consultants et de fournisseurs intéressés par les barrages et les réservoirs. Elle sert de tribune pour échanger des idées et de l'expérience dans le domaine de la sécurité des barrages, de la sécurité du public et de la protection de l'environnement.
Autorisation de travail	Document (en format électronique ou papier) qui décrit les travaux d'entretien dont l'achèvement est approuvé.
Bris de barrage	Rejet incontrôlé de l'eau qui circule dans un barrage à la suite de ruptures ou de défaillances structurales du barrage.
Canaux à vannes	Barrières à coulisse ou autres dispositifs de maîtrise du débit d'eau.
Centrale hydroélectrique	Centrale qui convertit en électricité la puissance de l'eau en mouvement ou en circulation.
Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO)	Organisme de réglementation des secteurs de l'électricité et du gaz naturel en Ontario pour protéger l'intérêt public, notamment par l'établissement des tarifs de production d'OPG à ses centrales réglementées.
Contribuable	Citoyen ou entreprise en Ontario qui paie pour obtenir de l'électricité.
Déversoirs	Structures qui, à l'intérieur d'un barrage, permettent d'évacuer en toute sécurité l'eau en excédent vers la zone en aval.
Électricité Canada	Association (jadis l'Association canadienne de l'électricité) qui sert de tribune au secteur innovant et en évolution de l'électricité au Canada. Elle appuie, par ses initiatives de revendication, la réussite de ses membres à l'échelle régionale, nationale et internationale.
Électrification	Processus dans lequel les technologies alimentées aux combustibles fossiles (charbon; pétrole; gaz naturel) cèdent le pas aux technologies alimentées à l'électricité.
Énergie renouvelable	Énergie tirée de processus naturels et dont le réapprovisionnement se situe à un taux généralement égal ou supérieur à celui relatif à sa consommation. Parmi les exemples de sources d'énergie renouvelable, il y a l'hydroélectricité (ou l'énergie hydraulique), l'énergie éolienne, l'énergie solaire et l'énergie biomasse.
Évaluation de l'état des centrales (PCA)	Outil prospectif employé dans l'évaluation des facteurs à long terme relatifs à une centrale, comme le vieillissement, le remplacement des principaux composants, les possibilités de remise en état, etc.
Examen après mise en oeuvre	Examen documenté qui permet d'analyser l'effet des projets d'immobilisations achevés.
Facteur d'incapacité	Pourcentage total de la période pendant laquelle le groupe n'est pas disponible pour cause d'indisponibilité (prévue ou fortuite) qui relève de la volonté d'OPG.
Générateurs ou centrales de base	Centrales qui produisent un approvisionnement constant et stable en électricité 24 heures sur 24, sept jours sur sept.
Hydroélectricité (énergie hydraulique)	Forme d'énergie renouvelable dans laquelle on produit de l'électricité à partir de la puissance de l'eau en mouvement (le débit d'eau).
Indisponibilité fortuite	Interruption des activités d'une centrale pour cause d'urgence ou de panne inattendue d'un groupe.
Indisponibilité prévue	Interruption des activités d'une centrale pour y apporter des travaux prévus, notamment en matière d'inspection et d'entretien.

Terme	Définition
Mégawattheure (MWh)	Unité d'énergie qui équivaut à la production d'un million de watts pendant une heure.
Mégawatts (MW)	Unité de mesure qui équivaut à un million de watts et permet de déterminer la production et la consommation d'électricité.
Ontario Waterpower Association	Organisation sans but lucratif, composée de membres et qui oeuvre en faveur de l'exploitation viable des ressources hydroélectriques en Ontario.
Production de base excédentaire (PBE)	Situation où la production d'électricité des installations de base (les générateurs) dépasse la demande.
Puissance en service	Partie de la puissance installée sur laquelle on peut compter pour produire de l'électricité.
Puissance installée	Quantité maximale d'électricité que peut produire un générateur (ou une centrale, ou un groupe électrogène).
Registre des risques	Base de données qui permet de recenser, de documenter et de conserver les renseignements sur les risques liés aux projets d'immobilisations, y compris (sans s'y limiter) la description, la cause et les retombées éventuelles des risques.
Rendement des capitaux propres	Mesure du rendement financier et de la rentabilité.
Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE)	Entité qui veille à la coordination, à l'intégration et à la planification du réseau d'électricité en Ontario. Elle suit l'évolution des besoins énergétiques de l'Ontario en temps réel (24 heures sur 24, sept jours sur sept), concilie l'offre et la demande, achemine l'approvisionnement en électricité au moyen des lignes de transport d'électricité de l'Ontario et procède à la planification du réseau d'électricité.
Taux de disponibilité des groupes électrogènes	Période pendant laquelle le groupe électrogène hydroélectrique est en mesure de produire de l'électricité, divisée par la durée totale de cette période.

Annexe 5 : Critères d'audit

Préparée par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario

1. Des processus de planification des actifs et d'investissement sont en place pour répertorier les actifs hydroélectriques à entretenir, à remplacer et à remettre en état d'après une justification rigoureusement documentée comme un système de tarification, de même que justifier la nécessité d'investir dans de nouveaux projets d'immobilisations.
2. Les actifs hydroélectriques sont systématiquement évalués en fonction de données exactes, exhaustives et obtenues rapidement, ce qui permet d'établir adéquatement les priorités et d'exécuter les activités d'entretien préventif requises en vue du maintien de la fiabilité des centrales hydroélectriques et de la prévention des pannes ou dommages qui risquent éventuellement de survenir aux centrales.
3. L'affectation des revenus et des ressources (notamment les ressources humaines) à la production hydroélectrique s'appuie sur des données fiables, raisonnables et obtenues rapidement, compte tenu des coûts et des hypothèses de risque avec un souci de l'économie et de la pertinence.
4. Les actifs (dont les appareils et les fournitures) des projets d'immobilisations et d'entretien ayant trait à l'hydroélectricité sont acquis au moyen de procédés d'approvisionnement concurrentiels et transparents afin d'optimiser les ressources et de satisfaire aux normes de qualité.
5. Les projets d'immobilisations et d'entretien ayant trait à l'hydroélectricité sont gérés, entretenus et renouvelés rapidement, de façon judicieuse et financièrement avantageuse, en phase avec les politiques, les plans d'investissement et les pratiques de gestion des actifs qui conviennent.
6. Les retombées des centrales hydroélectriques sur l'environnement et la sécurité publique, lesquelles peuvent découler de problèmes et d'incidents opérationnels comme les bris de barrages et les inondations, sont amoindries ou évitées par l'instauration de mesures adéquates et fructueuses et un suivi de la situation à intervalles réguliers.
7. Les rôles et responsabilités des parties prenantes aux activités relatives à l'hydroélectricité font l'objet d'une définition claire et il y a obligation de rendre compte afin que la prestation, la coordination et la supervision des services portent fruit.
8. Des mesures et cibles de rendement adéquates et pertinentes des projets d'immobilisations et d'entretien ayant trait à l'hydroélectricité sont établies et font constamment l'objet d'un suivi et d'une reddition de comptes par rapport aux résultats réels, afin de concrétiser les résultats attendus et de prendre des mesures correctives lorsque des problèmes sont décelés.



Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario

20, rue Dundas Ouest, bureau 1530
Toronto (Ontario)
M5G 2C2
www.auditor.on.ca