

HYDRO ONE INC.
RAPPORT DE GESTION
Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

Le présent rapport de gestion doit être lu conjointement avec les états financiers consolidés et les notes y afférentes de Hydro One Inc. (« Hydro One » ou la « Société ») pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (conjointement, les « états financiers consolidés »). Les états financiers consolidés ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») des États-Unis.

La Société a préparé le présent rapport de gestion conformément au *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue* des Autorités canadiennes en valeurs mobilières. Aux termes du régime d'information multinational conclu entre les États-Unis et le Canada, la Société a le droit de préparer le présent rapport de gestion conformément aux obligations d'information des lois et règlements sur les valeurs mobilières du Canada, qui peuvent être différentes de celles des États-Unis. L'information paraissant dans le présent rapport de gestion au 31 décembre 2025 et pour l'exercice clos à cette date est fondée sur l'information dont dispose la direction au 12 février 2026.

Le présent rapport de gestion comprend des mesures financières déterminées et des ratios financiers qui ne sont pas reconnus par les PCGR des États-Unis, mais que la direction utilise pour évaluer le rendement de la Société et de ses entreprises. Puisqu'il est possible que ces mesures financières déterminées et ces ratios financiers n'aient pas de définition normalisée selon les PCGR des États-Unis, les résultats pourraient ne pas être comparables aux mesures financières et ratios financiers semblables présentés par d'autres entités. Ces mesures et ratios ne doivent pas être pris isolément ni se substituer à d'autres mesures d'analyse de l'information financière de la Société présentée conformément aux PCGR des États-Unis. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR » pour un complément d'information sur ces mesures et un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR des États-Unis les plus directement comparables.

Toutes les informations financières paraissant dans le présent rapport de gestion sont présentées en dollars canadiens, sauf indication contraire.

POINTS SAILLANTS FINANCIERS CONSOLIDÉS ET STATISTIQUES

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2025	2024	Variation
Produits	8 993	8 447	6,5 %
Achats d'électricité	4 486	4 143	8,3 %
Produits, déduction faite des achats d'électricité ¹	4 507	4 304	4,7 %
Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration	1 158	1 259	(8,0) %
Amortissement et coûts de retrait d'actifs	1 101	1 057	4,2 %
Charges de financement	671	617	8,8 %
Charge d'impôts sur le bénéfice	223	188	18,6 %
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire de Hydro One	1 354	1 174	15,3 %
Résultat de base et dilué par action ordinaire	9 519 \$	8 254 \$	15,3 %
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	2 671	2 593	3,0 %
Fonds provenant des activités d'exploitation (FPAE) ¹	2 627	2 280	15,2 %
FPAE annualisés sur la dette nette ¹	14,5 %	13,8 %	0,7 %
Investissements en capital	3 349	3 045	10,0 %
Actifs mis en service	2 881	2 448	17,7 %
Transport : Moyenne mensuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario (MW)	21 398	20 659	3,6 %
Distribution : Électricité distribuée aux clients de Hydro One (GWh)	33 294	31 523	5,6 %
Aux 31 décembre	2025	2024	
Ratio de la dette nette sur la structure du capital ¹	58,4 %	57,2 %	

¹ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

VUE D'ENSEMBLE

Hydro One est la plus importante société de transport et de distribution d'électricité en Ontario. Hydro One, qui possède et exploite la quasi-totalité du réseau de transport d'électricité de l'Ontario, est le plus important distributeur d'électricité de la province en fait de clients décomptés. Hydro One est propriétaire des activités réglementées de transport et de distribution de la Société. Hydro One distribue de l'électricité de façon sûre et fiable à environ 1,5 million de clients ontariens ainsi qu'à des clients industriels d'envergure et à des services publics municipaux. Par l'entremise de ses filiales, Hydro One est propriétaire et exploitante d'un réseau de lignes de transport à haute tension d'environ 30 000 kilomètres et d'un réseau de lignes de distribution principales à basse tension d'environ 126 000 kilomètres. Hydro One compte trois secteurs : i) le transport; ii) la distribution; et iii) les autres activités.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024, les secteurs de Hydro One représentaient la proportion suivante des produits totaux de la Société :

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024
Transport	27 %	27 %
Distribution	73 %	73 %
Autres activités	— %	— %

Après les ajustements au titre du recouvrement des coûts liés aux achats d'électricité, les secteurs de Hydro One représentaient la proportion suivante des produits totaux de la Société, déduction faite des achats d'électricité¹ pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024 :

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024
Transport	54 %	53 %
Distribution	46 %	47 %
Autres activités	— %	— %

Aux 31 décembre 2025 et 2024, les secteurs de Hydro One représentaient la proportion suivante de l'actif total de la Société :

Aux 31 décembre	2025	2024
Transport	60 %	59 %
Distribution	38 %	38 %
Autres activités	2 %	3 %

Secteur du transport

Les activités de l'entreprise de transport de Hydro One consistent à détenir et à exploiter le réseau de transport de la Société, lequel représente environ 91 % (90 % en 2024) de la capacité de transport de l'Ontario selon la composante réseau des besoins en revenus² approuvés par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »)³. Au 31 décembre 2025, l'entreprise de transport de la Société est formée d'un réseau de transport exploité par ses filiales à tarifs réglementés, Hydro One Networks Inc. (« Hydro One Networks »), Hydro One Sault Ste. Marie LP (« HOSSM »), une participation d'environ 80 % (100 % en 2024) dans Chatham x Lakeshore Limited Partnership (« CLLP »), une participation d'environ 66 % dans B2M Limited Partnership (« B2M LP ») et une participation d'environ 55 % dans Niagara Reinforcement Limited Partnership (« NRLP »). La participation d'environ 80 % de la Société dans CLLP a été réduite à approximativement 70 % en janvier 2026, puis à 50 % en février 2026. Le secteur du transport comprend également la participation minoritaire d'environ 48 % de Hydro One Networks dans East-West Tie Limited Partnership (« EWT LP ») (se reporter à la rubrique « Autres événements – EWT LP »). L'entreprise de transport de la Société est une entreprise à tarifs réglementés qui tire des produits principalement de la facturation de tarifs de transport qui sont assujettis à l'approbation de la CEO.

Pour les exercices clos les 31 décembre	2025	2024
Électricité transportée ¹ (MWh)	145 587 496	140 417 171
Base tarifaire (en millions de dollars)	17 256	16 335
Investissements en capital (en millions de dollars)	2 097	1 860
Actifs mis en service (en millions de dollars)	1 543	1 431

¹ L'électricité transportée s'entend du volume total d'électricité transportée en Ontario par toutes les sociétés de transport d'électricité.

Aux 31 décembre	2025	2024
Lignes de transport couvrant la province (kilomètres de circuit)	30 479	29 935

¹ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

² La composante réseau des besoins en revenus est la partie des besoins en revenus de transport de Hydro One attribuée aux actifs qui sont utilisés pour le bénéfice commun de tous les clients de Hydro One et des clients autres que ceux de Hydro One dans la province.

³ Hydro One possède et exploite environ 94 % du réseau de transport de l'Ontario selon le total des besoins en revenus approuvés par la CEO.

Secteur de la distribution

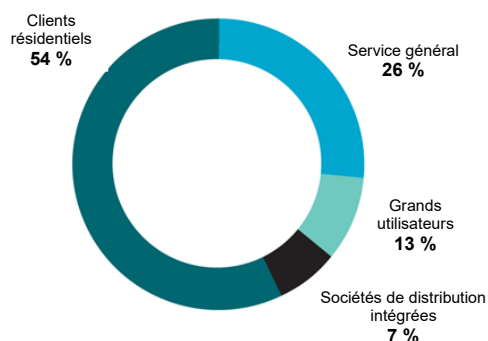
L'entreprise de distribution de Hydro One, la plus vaste de l'Ontario, est formée de réseaux de distribution exploités par ses filiales à tarifs réglementés, Hydro One Networks et Hydro One Remote Communities Inc. (« Hydro One Remotes »). L'entreprise de distribution de la Société tire des produits principalement de la facturation de tarifs de distribution qui sont assujettis à l'approbation de la CEO, ainsi que des montants engagés pour recouvrer les coûts liés aux achats d'électricité.

Pour les exercices clos les 31 décembre	2025	2024
Électricité distribuée aux clients de Hydro One (GWh)	33 294	31 523
Électricité distribuée par les lignes de Hydro One (GWh) ¹	43 283	41 445
Base tarifaire (en millions de dollars)	10 788	10 184
Investissements en capital (en millions de dollars)	1 252	1 185
Actifs mis en service (en millions de dollars)	1 338	1 017

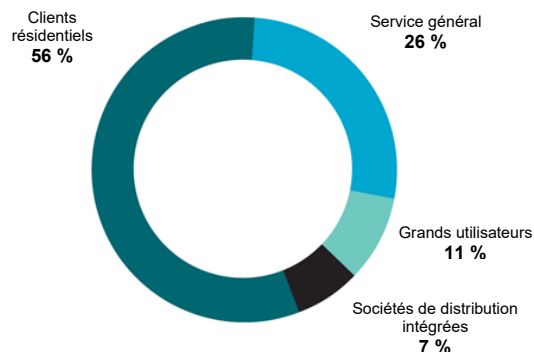
¹ Les unités distribuées par les lignes de Hydro One représentent la totalité des exigences du réseau de distribution et incluent l'électricité distribuée aux consommateurs qui achètent leur électricité directement auprès de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (la « SIERE »).

Aux 31 décembre	2025	2024
Total des lignes de distribution couvrant la province (kilomètres de circuit)	126 179	125 533
Clients du secteur de la distribution (nombre de clients)	1 520 883	1 514 690

Produits tirés de la distribution en 2025



Produits tirés de la distribution en 2024



Secteur Autres activités

Le secteur Autres activités englobe certaines activités du siège social, et n'est pas une entreprise à tarifs réglementés. Le secteur Autres activités comprend également l'actif d'impôts différés découlant de la réévaluation de l'assiette fiscale des actifs de Hydro One à leur juste valeur marchande lorsque la Société est passée du régime provincial des paiements tenant lieu d'impôts au régime fiscal fédéral au moment du premier appel public à l'épargne de Hydro One Limited en 2015. Puisque l'actif d'impôts différés n'a pas à être partagé avec les contribuables, la Société considère qu'il ne fait pas partie des actifs des secteurs réglementés du transport et de la distribution, et il est inclus dans le secteur Autres activités.

PRINCIPAUX FACTEURS AFFECTANT LES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Produits tirés du transport

Les produits tirés du transport proviennent principalement des tarifs de transport réglementés approuvés par la CEO, qui sont facturés en fonction de la demande de pointe mensuelle d'électricité sur le réseau à haute tension de Hydro One. Les tarifs de transport sont établis de manière à générer les produits nécessaires à la construction, à la mise à niveau, à la prolongation et au soutien d'un réseau de transport ayant une capacité suffisante pour répondre à la demande prévue maximale et procurant un rendement réglementé sur l'investissement de la Société. La demande d'électricité de pointe dépend surtout des conditions météorologiques et de la conjoncture économique. Les produits tirés du transport comprennent également les produits d'exportation associés au transport d'électricité vers des marchés situés à l'extérieur de l'Ontario, ainsi que les produits accessoires associés à la prestation de services d'entretien aux producteurs d'électricité et à l'usage des emprises par des tiers.

Produits tirés de la distribution

Les produits tirés de la distribution comprennent surtout les tarifs de distribution réglementés approuvés par la CEO ainsi que le recouvrement des coûts liés aux achats d'électricité. Les tarifs de distribution sont établis de manière à générer les produits nécessaires à la construction et au soutien du réseau de distribution locale ayant une capacité suffisante pour répondre à la demande des clients actuels et des nouveaux clients et procurant un rendement réglementé sur l'investissement de la Société. Par conséquent, les produits tirés de la distribution dépendent des tarifs de distribution, des coûts liés aux achats d'électricité et de la quantité d'électricité que la Société distribue. Les produits tirés de la distribution comprennent également un montant de produits provenant de services auxiliaires de distribution, comme les frais liés à l'utilisation commune des poteaux de distribution de Hydro One par les secteurs des télécommunications et de la câblodistribution ainsi que des produits divers comme les pénalités de retard.

Coûts liés aux achats d'électricité

Les coûts liés aux achats d'électricité sont engagés par l'entreprise de distribution et représentent le coût de l'électricité achetée par la Société et livrée aux clients dans le territoire des services de distribution de Hydro One. Ces coûts comprennent : i) le coût de l'énergie vendue sur le marché de gros; ii) le rajustement global, soit la différence entre le prix garanti et l'argent que les producteurs gagnent sur le marché en gros; et iii) les frais de service du marché de gros et frais de transport prélevés par la SIERE. Hydro One recouvre auprès de ses clients le coût de l'électricité qu'elle leur livre, et elle n'est donc pas exposée au risque lié au prix de l'électricité sur le marché de gros.

Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration couvrent les coûts engagés aux fins de l'exploitation et de l'entretien des réseaux de transport et de distribution et comprennent d'autres coûts, comme les impôts fonciers se rapportant aux postes et aux bâtiments et à l'exploitation des systèmes de technologie de l'information (« TI ») liés au transport et à la distribution de la Société. Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées au transport sont nécessaires pour maintenir les postes et les lignes de transport à haute tension de la Société et ses emprises et incluent les charges relatives aux travaux d'entretien préventif ou correctif pour les équipements d'alimentation, les lignes aériennes de transport, les emplacements des postes de transport et le débroussaillage visant à maintenir une distance sécuritaire entre les lignes et les arbres. Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à la distribution sont engagées pour maintenir le réseau de distribution à basse tension de la Société afin de livrer de manière sécuritaire et fiable de l'électricité aux particuliers, aux petites entreprises et aux clients commerciaux et industriels de la Société à l'échelle de la province. Elles incluent les charges relatives au dégagement des lignes de distribution et au débroussaillage visant à réduire le nombre de pannes de courant causées par les arbres, à l'entretien et à la réparation des lignes, à l'évaluation et à la remise en état des terrains, ainsi qu'à la production de factures exactes et en temps opportun et au traitement des questions des clients.

Hydro One gère ses coûts grâce aux mesures d'efficience et de productivité en place, tout en progressant dans la réalisation des programmes de travaux prévus associés à l'aménagement et à l'entretien de ses réseaux de transport et de distribution.

Amortissement et coûts de retrait d'actifs

La charge d'amortissement découle principalement de l'amortissement des immobilisations corporelles et de certains actifs incorporels et actifs réglementaires de la Société. Les coûts de retrait d'actifs comprennent les coûts de retrait des immobilisations corporelles, lorsqu'aucune obligation liée à la mise hors service d'immobilisations n'a été comptabilisée au bilan.

Charges de financement

Les charges de financement découlent des activités de financement de la Société et elles comprennent les intérêts débiteurs sur la dette à long terme et les emprunts à court terme, ainsi que les gains et les pertes sur les conventions de swaps de taux d'intérêt, contrats sur devises et autres contrats semblables, déduction faite des intérêts gagnés sur les placements à court terme de la Société. Une tranche des charges de financement engagées par la Société est capitalisée dans le coût des immobilisations corporelles associé aux périodes au cours desquelles ces actifs sont en construction avant d'être mis en service.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Bénéfice net

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire de Hydro One pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 s'est établi à 1 354 millions de dollars, soit 180 millions de dollars, ou 15,3 %, de plus qu'à l'exercice précédent. Les facteurs importants ayant influé sur la variation du bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire de Hydro One sont entre autres les suivants :

- l'augmentation des produits, déduction faite des achats d'électricité⁴, qui s'explique par la hausse des revenus de transport et de distribution attribuable aux tarifs de 2025 approuvés par la CEO ainsi que par la demande de pointe moyenne mensuelle et la consommation d'énergie plus élevées, facteur compensé en partie par les ajustements réglementaires, y compris le partage plus important des bénéfices pendant la période à l'étude;
- la baisse des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration, qui s'explique essentiellement par la diminution des dépenses en lien avec les programmes de travaux et des charges de soutien du siège social; facteurs contrés en partie par :
- l'augmentation de la charge d'amortissement et de coûts de retrait d'actifs, qui est en grande partie attribuable à la croissance des immobilisations à mesure que la Société poursuit la mise en service de nouveaux actifs;
- la hausse des charges de financement, qui est essentiellement attribuable à l'augmentation de l'encours de la dette à long terme, facteur en partie compensé par les intérêts capitalisés plus élevés;
- une charge d'impôts sur le bénéfice plus importante, qui s'explique surtout par le résultat avant impôt plus élevé, facteur en partie compensé par l'augmentation des écarts temporaires déductibles.

Produits

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2025	2024	Variation
Transport	2 436	2 272	7,2 %
Distribution	6 557	6 175	6,2 %
Total des produits	8 993	8 447	6,5 %
Transport	2 436	2 272	7,2 %
Produits tirés de la distribution, déduction faite des achats d'électricité ¹	2 071	2 032	1,9 %
Total des produits, déduction faite des achats d'électricité ¹	4 507	4 304	4,7 %
Transport : Moyenne mensuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario (MW)	21 398	20 659	3,6 %
Distribution : Électricité distribuée aux clients de Hydro One (GWh)	33 294	31 523	5,6 %

¹ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

Produits tirés du transport

Les produits tirés du transport ont augmenté de 7,2 % comparativement à l'exercice clos le 31 décembre 2024, sous l'effet principalement des facteurs suivants :

- la demande de pointe moyenne mensuelle plus élevée;
- la progression des produits attribuable aux tarifs pour 2025 approuvés par la CEO;
- les produits de CLLP par suite de la mise en service de la ligne de transport au quatrième trimestre de 2024; facteurs compensés en partie par :
- les ajustements réglementaires de la période, y compris un partage plus important des bénéfices.

Produits tirés de la distribution

Les produits tirés de la distribution ont augmenté de 6,2 % comparativement à l'exercice clos le 31 décembre 2024, essentiellement sous l'effet des facteurs suivants :

- la hausse des coûts liés aux achats d'électricité qui sont entièrement recouverts auprès des contribuables, ayant un effet neutre sur le bénéfice net;
- la progression des produits attribuable aux tarifs pour 2025 approuvés par la CEO;
- la plus forte consommation d'énergie; facteurs contrebalancés en partie par :
- les ajustements réglementaires de la période, y compris un partage plus important des bénéfices;
- les éléments ayant un effet neutre sur le bénéfice net, y compris les revenus moindres de Hydro One Remotes qui sont compensés dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Les produits tirés de la distribution, déduction faite des achats d'électricité⁵, ont augmenté de 1,9 % par rapport à l'exercice précédent, en grande partie en raison des facteurs susmentionnés.

⁴ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

⁵ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2025	2024	Variation
Transport	466	495	(5,9) %
Distribution	665	728	(8,7) %
Autres activités	27	36	(25,0) %
	1 158	1 259	(8,0) %

Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées au transport

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées au transport ont reculé de 5,9 % par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2024, principalement en raison des facteurs suivants :

- les indemnités de départ versées à l'exercice précédent;
- la baisse des dépenses liées aux programmes de travaux, notamment en lien avec la gestion de la végétation et l'entretien de lignes;
- la diminution des charges de soutien du siège social; facteurs en partie compensés par :
- les impôts fonciers plus élevés;
- les radiations d'actifs plus élevées.

Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à la distribution

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à la distribution ont baissé de 8,7 % par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2024, principalement en raison des facteurs suivants :

- les indemnités de départ versées à l'exercice précédent;
- la baisse des dépenses liées aux programmes de travaux, notamment en lien avec la gestion de la végétation et l'entretien de lignes;
- les coûts moindres de carburant de Hydro One Remotes, qui sont entièrement compensés par les produits et ont ainsi un effet neutre sur le bénéfice net;
- la diminution des créances douteuses; facteurs en partie compensés par :
- les radiations d'actifs plus élevées.

Charge d'amortissement et de coûts de retrait d'actifs

La charge d'amortissement et de coûts de retrait d'actifs a progressé de 44 millions de dollars, ou de 4,2 %, pour l'exercice clos le 31 décembre 2025. Cette hausse est essentiellement attribuable à la croissance des immobilisations à mesure que la Société poursuit la mise en service de nouveaux actifs conformément à son programme continu d'investissements en capital.

Charges de financement

La hausse de 54 millions de dollars, ou de 8,8 %, des charges de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 est essentiellement attribuable à l'augmentation de l'encours de la dette à long terme, facteur compensé en partie par les intérêts capitalisés plus élevés.

Charge d'impôts sur le bénéfice

Les impôts sur le bénéfice sont comptabilisés selon la méthode axée sur le bilan. Les impôts sur le bénéfice exigibles sont calculés en fonction de l'impôt prévu sur le bénéfice imposable de l'exercice courant et de l'exercice précédent. Les actifs et passifs d'impôt différés sont comptabilisés pour tenir compte des incidences fiscales futures attribuables aux écarts temporaires entre la valeur comptable des actifs et des passifs dans les états financiers et leur valeur fiscale respective, y compris les reports prospectifs de pertes fiscales et de crédits d'impôt inutilisés.

Comme le prescrivent les autorités de réglementation, la Société recouvre les impôts dans les produits provenant des contribuables, en fonction d'une estimation de la charge d'impôt exigible sur les activités réglementées. Les montants des impôts différés liés aux activités réglementées dont le recouvrement auprès des contribuables ou le remboursement aux contribuables au cours de périodes ultérieures est réputé être plus probable qu'improbable sont comptabilisés à titre d'actifs ou de passifs réglementaires au titre des impôts différés, et une charge d'impôts différés de compensation est comptabilisée. La charge consolidée ou le recouvrement consolidé d'impôts pour la période considérée se fonde donc sur le montant total de la charge ou du recouvrement d'impôts exigibles et différés, exclusion faite de la charge d'impôts différés de compensation réglementaire découlant des écarts temporaires recouvrables auprès des clients ou remboursables à des clients à l'avenir.

HYDRO ONE INC.
RAPPORT DE GESTION (suite)
Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, la charge d'impôts sur le bénéfice a totalisé 223 millions de dollars, contre 188 millions de dollars en 2024. La hausse de 35 millions de dollars de la charge d'impôts sur le bénéfice pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 est surtout attribuable à ce qui suit :

- le résultat avant impôt plus élevé, facteur en partie compensé par :
- la hausse des écarts temporaires déductibles en regard de l'exercice précédent.

Le taux d'imposition effectif de la Société s'est établi à environ 14,1 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, contre environ 13,7 % en 2024. La hausse de 0,4 % est essentiellement attribuable aux facteurs susmentionnés.

CAPITAL-ACTIONS

Hydro One est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires. Le montant et la date de versement des dividendes à payer par Hydro One sont laissés à la discrétion du conseil d'administration de Hydro One (le « conseil ») et sont établis en fonction des résultats d'exploitation, du maintien de la structure du capital réglementaire réputée, de la situation financière de la Société et des besoins de trésorerie prévus, du respect de critères de solvabilité imposés par les lois sur les sociétés en matière de déclaration et de versement de dividendes, ainsi que d'autres facteurs que le conseil peut juger pertinents. Au 12 février 2026, 142 239 actions ordinaires de Hydro One étaient émises et en circulation.

La Société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées, lesquelles peuvent être émises en séries. Au 12 février 2026, aucune action privilégiée n'était émise et en circulation.

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES ANNUELLES

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024	2023
Produits	8 993	8 447	7 799
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire de Hydro One	1 354	1 174	1 092
Résultat de base et dilué par action	9 519 \$	8 254 \$	7 677 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	5 568 \$	5 294 \$	4 872 \$

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2025	2024	2023
Total de l'actif	39 572	36 598	32 707
Total du passif financier à long terme ¹	17 705	15 968	14 323

¹ Le total du passif financier à long terme comprend la dette à long terme, les obligations locatives à long terme, les passifs dérivés et les créiteurs à long terme et les charges à payer.

Bénéfice net – comparaison entre 2024 et 2023

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire de Hydro One pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 s'est établi à 1 174 millions de dollars, soit 82 millions de dollars, ou 7,5 %, de plus qu'à l'exercice précédent. Les facteurs importants ayant influé sur la variation du bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire de Hydro One sont entre autres les suivants :

- l'augmentation des produits, déduction faite des achats d'électricité⁶, qui s'explique par la hausse des revenus de transport et de distribution attribuable aux tarifs de 2024 approuvés par la CEO, la variation des ajustements réglementaires enregistrés à chacune des périodes respectives, et la plus forte consommation d'énergie;
- la baisse des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration, qui s'explique essentiellement par le recul des dépenses liées aux programmes de travaux; facteurs compensés en partie par :
- l'augmentation de la charge d'amortissement et de coûts de retrait d'actifs, qui est attribuable à la croissance des immobilisations à mesure que la Société poursuit la mise en service de nouveaux actifs;
- la hausse des charges de financement, qui est essentiellement attribuable aux taux d'intérêt plus élevés sur la dette à long terme et au montant supérieur de la dette à long terme, facteur en partie compensé par une baisse du volume moyen des billets à court terme en circulation et une hausse des intérêts capitalisés;
- une charge d'impôts sur le bénéfice plus élevée, ajustée pour tenir compte des éléments ayant un effet neutre sur le bénéfice net, qui s'explique surtout par la baisse des écarts temporaires déductibles et le résultat avant impôt plus élevé.

Bien qu'ayant un effet neutre sur le bénéfice net, la fin, le 30 juin 2023, du recouvrement de l'actif d'impôts différés précédemment partagé avec les contribuables (le « montant du recouvrement au titre de l'actif d'impôts différés ») approuvée par la CEO, qui avait donné lieu à une diminution des produits, déduction faite des achats d'électricité⁶ en 2024, laquelle avait été compensée par une charge d'impôts moins élevée, a également affecté les résultats depuis le début de l'exercice.

⁶ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR »

RÉSULTATS D'EXPLOITATION TRIMESTRIELS

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf le résultat par action ordinaire et le ratio)	31 déc. 2025	30 sept. 2025	30 juin 2025	31 mars 2025	31 déc. 2024	30 sept. 2024	30 juin 2024	31 mars 2024
Produits	2 254	2 286	2 056	2 397	2 089	2 181	2 019	2 158
Achats d'électricité	1 287	1 080	899	1 220	1 060	1 047	940	1 096
Produits, déduction faite des achats d'électricité ¹	967	1 206	1 157	1 177	1 029	1 134	1 079	1 062
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire	234	424	334	362	207	374	296	297
Résultat de base et dilué par action ordinaire	1 645 \$	2 981 \$	2 348 \$	2 545 \$	1 455 \$	2 629 \$	2 081 \$	2 088 \$
Ratio de couverture par le bénéfice ¹	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8	2,8	2,8

¹ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

Les variations des produits et du bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire d'un trimestre à l'autre sont principalement dues à l'incidence des conditions météorologiques saisonnières sur la demande des clients et sur les prix ayant cours sur le marché, ainsi qu'au calendrier des décisions réglementaires.

INVESTISSEMENTS EN CAPITAL

La Société fait des investissements en capital dans le but de maintenir la sécurité, la fiabilité et l'intégrité de ses actifs des réseaux de transport et de distribution et d'en assurer l'élargissement et la modernisation constants nécessaires pour répondre aux besoins croissants et changeants de ses clients et du marché de l'électricité. Pour ce faire, elle fait des investissements de maintien, qui sont requis pour soutenir l'exploitation continue des actifs existants de Hydro One, et des investissements de développement, qui sont requis pour faire des ajouts à ses actifs existants et réaliser des projets d'envergure, comme de nouvelles lignes de transport et de nouveaux postes de transport.

Actifs mis en service

Le tableau qui suit présente les actifs de Hydro One mis en service au cours des exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2025	2024	Variation
Transport	1 543	1 431	7,8 %
Distribution	1 338	1 017	31,6 %
Total des actifs mis en service	2 881	2 448	17,7 %

Actifs de transport mis en service

Les actifs de transport mis en service ont progressé de 112 millions de dollars, ou de 7,8 %, à l'exercice clos le 31 décembre 2025 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2024, essentiellement en raison des facteurs suivants :

- le calendrier des actifs mis en service en lien avec des travaux de remise à neuf de postes et de remplacements, notamment au poste de transport Bruce A;
- les investissements mis en service à Sault Ste. Marie en lien avec le disjoncteur Sault n° 3;
- les investissements mis en service en lien avec des projets de raccordement de clients;
- les investissements mis en service au centre de distribution Orillia; facteurs en partie compensés par :
- les investissements mis en service en lien avec la ligne de transport de Chatham à Lakeshore;
- la diminution du volume de remplacement de lignes de transport et de poteaux en bois;
- les investissements mis en service en lien avec le système de gestion du réseau.

Actifs de distribution mis en service

Les actifs de distribution mis en service ont progressé de 321 millions de dollars, ou de 31,6 %, à l'exercice clos le 31 décembre 2025 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2024, essentiellement en raison des facteurs suivants :

- le volume plus élevé de remplacements d'actifs des suites d'une tempête;
- les actifs mis en service en lien avec le système d'infrastructure de compteurs avancés 2.0;
- les investissements mis en service à l'entrepôt de distribution Orillia et au centre d'exploitation Orillia;
- les investissements mis en service en lien avec l'initiative d'accès à l'Internet à haut débit de l'Ontario;
- le calendrier des actifs mis en service en lien avec des projets de renforcement des capacités du système; facteurs en partie compensés par :
- le volume moindre de remplacement de poteaux en bois et de lignes de transport;
- le calendrier des investissements mis en service en lien avec des initiatives liées aux TI;
- les actifs mis en service au centre d'exploitation Orléans à l'exercice précédent.

Investissements en capital

Le tableau qui suit présente les investissements en capital de Hydro One pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2025	2024	Variation
Transport			
Maintien	1 146	1 284	(10,7) %
Développement	864	467	85,0 %
Autres	87	109	(20,2) %
	2 097	1 860	12,7 %
Distribution			
Maintien	688	561	22,6 %
Développement	463	513	(9,7) %
Autres	101	111	(9,0) %
	1 252	1 185	5,7 %
Total des investissements en capital	3 349	3 045	10,0 %

À l'exercice clos le 31 décembre 2025, le total des investissements en capital s'est élevé à 3 349 millions de dollars, soit 160 millions de dollars de moins que les investissements en capital prévus et déclarés précédemment de 3 509 millions de dollars, ce qui s'explique en grande partie par le calendrier et les ajustements d'échéancier de projets se rapportant à des travaux de remise à neuf de postes et de remplacement d'équipement.

Investissements en capital liés au transport

Les investissements en capital liés au transport ont augmenté de 237 millions de dollars, ou de 12,7 %, à l'exercice clos le 31 décembre 2025 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2024, surtout en raison des facteurs suivants :

- les investissements dans le projet de ligne de transport Waasigan;
- les investissements dans le projet de ligne de transport St. Clair;
- la hausse des dépenses liées aux raccordements de clients; facteurs en partie compensés par :
- le volume inférieur de travaux de remise à neuf de postes et de remplacement d'équipement;
- la diminution du volume de remplacement de lignes de transport et de poteaux en bois;
- les investissements dans l'entrepôt de distribution Orillia.

Investissements en capital liés à la distribution

Les investissements en capital liés à la distribution ont augmenté de 67 millions de dollars, ou de 5,7 %, à l'exercice clos le 31 décembre 2025 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2024, surtout en raison des facteurs qui suivent :

- la hausse des dépenses liées au remplacement d'actifs des suites de tempêtes;
- les investissements dans l'initiative d'accès à l'Internet à haut débit de l'Ontario;
- les investissements dans le système de compteurs avancés 2.0; facteurs en partie compensés par :
- le volume moindre de remplacement de poteaux en bois;
- la baisse des dépenses liées à des projets de renforcement des capacités du système;
- les investissements dans le centre de distribution Orillia, le centre d'exploitation Orillia et le centre d'exploitation Orléans;
- les sommes inférieures investies dans des initiatives liées aux TI;
- le volume inférieur de raccordements de clients;
- le plus faible nombre de remplacements de transformateurs contenant des biphényles polychlorés (« BPC »).

HYDRO ONE INC.
RAPPORT DE GESTION (suite)
Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

Projets importants d'investissements en capital liés au transport

Le tableau qui suit présente l'état d'avancement des projets de transport importants au 31 décembre 2025.

Nom du projet	Emplacement	Type	Mise en service prévue	Coût estimatif ¹	Coûts en capital jusqu'à maintenant
Projets de développement			(année)	(millions de dollars)	
Poste de transport Centennial ²	Sud-ouest de l'Ontario	Nouveau poste de transport et raccordement	2026	229	185
Ligne de transport Waasigan ³	Thunder Bay-Atikokan-Dryden, Nord-ouest de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	2027	1 200	539
Poste de transport Holt	Bowmanville, Centre de l'Ontario	Nouveau poste de transport et raccordement	2027	137	28
Ligne de transport St. Clair ⁴	Sud-ouest de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	2027	472	247
Mise à niveau de l'interconnexion Keith	Windsor, Sud-ouest de l'Ontario	Mise à niveau d'un poste de transport	2028	109	9
Ligne électrique Welland Thorold ⁵	Niagara, Sud-ouest de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	2029	311	20
Ligne de transport de Longwood à Lakeshore ⁶	Sud-ouest de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	46
Ligne électrique Durham Kawartha ^{7, 8}	Est de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	24
Ligne électrique Northeast ^{7, 8}	Nord-est de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	23
Lien North Shore ^{7, 8}	Nord-est de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	20
Ligne électrique Wawa Timmins ^{7, 8}	Nord-est de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	8
Deuxième ligne de transport de Longwood à Lakeshore ⁶	Sud-ouest de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	2
Ligne de transport de Windsor à Lakeshore ⁶	Sud-ouest de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	2
Ligne de transport de Bowmanville à Parkway ⁹	Sud de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	—
Ligne de transport de Wellington à Preston ¹⁰	Sud-ouest de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et nouveau poste	À déterminer	À déterminer	—
Ligne de transport Greenstone	Nord-ouest de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	—
Ligne de transport de Sudbury à Barrie ¹¹	Centre-nord de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	—
Projets d'investissements de maintien					
Poste de transport Middleport, remplacement des disjoncteurs	Middleport, Sud-ouest de l'Ontario	Maintien du poste	2026	184	171
Poste de transport Lennox, remplacement des disjoncteurs	Napanee, Sud-est de l'Ontario	Maintien du poste	2026	152	152
Circuit Esplanade – Terauley, remplacement des lignes souterraines	Toronto, Sud de l'Ontario	Maintien des lignes	2026	117	96
Poste de transport Bridgman, remise à neuf	Toronto, Sud de l'Ontario	Maintien du poste	2026	108	93
Poste de transport Bruce A, remplacement du poste extérieur	Tiverton, Sud-ouest de l'Ontario	Maintien du poste	2027	555	421
Poste de transport Otto Holden, remise à neuf	Mattawa, Nord-est de l'Ontario	Maintien du poste	2028	128	72
Poste de transport Merivale, remplacement et mise à niveau ¹²	Ottawa, Est de l'Ontario	Maintien du poste et mise à niveau	2029	271	178
Remplacement du réseau optique synchrone de télécommunication	Ontario	Maintien des télécommunications	2029	137	16
Poste de transport Essa, remplacement des disjoncteurs	Barrie, Centre de l'Ontario	Maintien du poste	2030	116	7

¹ Les coûts estimés sont présentés compte non tenu de l'apport éventuel de parties externes.

² Ce projet fait partie d'un projet en deux phases englobant la construction d'un poste de transport et d'une ligne de transport pour répondre aux besoins d'un client industriel, et devrait être financé en grande partie par ce dernier. La phase 1 du projet du poste de transport Centennial comprend un nouveau poste de transport à St. Thomas et une ligne de transport de 230 kilovolts à double circuit d'environ 2 kilomètres entre le nouveau poste de transport et un poste de transport existant en ville. Cette phase du projet devrait entrer en service d'ici la fin de 2026. L'étendue et le calendrier de la deuxième phase, portant sur une ligne de transport de 230 kilovolts à double circuit d'environ 20 kilomètres entre London et St. Thomas, sont actuellement à l'étude.

HYDRO ONE INC.
RAPPORT DE GESTION (suite)
Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

- ³ Le projet de ligne de transport Waasigan comprend la construction de nouvelles lignes de transport et l'amélioration de postes pour supporter la mise sous tension de nouvelles lignes. L'estimation du coût concerne les phases de développement et de construction du projet et la date de mise en service prévue reflète la date d'achèvement prévue en 2027. La première phase du projet devrait être mise en service en 2026.
- ⁴ Le projet de ligne de transport St. Clair comprend la ligne et les installations connexes.
- ⁵ La SIERE a recommandé de cibler une mise en service en 2029 pour la ligne électrique Welland Thorold.
- ⁶ À ce jour, le coût en capital se rapporte au coût de la phase de développement du projet. L'étendue et le calendrier de ces projets de renforcement du réseau de transport du sud-ouest de l'Ontario font actuellement l'objet d'un examen. La SIERE a recommandé de cibler une entrée en service d'ici 2032 pour la ligne de transport de Windsor à Lakeshore.
- ⁷ À ce jour, le coût en capital se rapporte au coût de la phase de développement du projet. L'étendue et le calendrier de ces projets de renforcement du réseau de transport du nord-est et de l'est de l'Ontario font actuellement l'objet d'un examen. La ligne électrique Wawa Timmins était auparavant appelée la ligne de transport de Wawa à Porcupine.
- ⁸ La SIERE a recommandé de cibler une mise en service en 2030 pour la ligne électrique Wawa Timmins et en 2029 pour la ligne électrique Northeast, le lien North Shore et la ligne électrique Durham Kawartha.
- ⁹ La ligne de transport de Bowmanville à Parkway était auparavant appelée la ligne de transport de Bowmanville à la région du Grand Toronto.
- ¹⁰ La SIERE a recommandé de cibler une mise en service en 2031 pour la ligne de transport de Wellington à Preston et le poste de transport Wellington, situés dans le Canton de Puslinch (se reporter à la rubrique « Autres événements – Projet de ligne de transport de Wellington à Preston »).
- ¹¹ Se rapporte à la première ligne de transport de Barrie à Sudbury, dont l'étendue et le calendrier sont actuellement à l'étude. La SIERE a recommandé de cibler une entrée en service d'ici 2032.
- ¹² Le projet coordonné comprend à la fois un remplacement d'actif et un agrandissement de poste, dont la mise en service est prévue entre 2026 et 2029.

Investissements en capital futurs

Les estimations des investissements en capital futurs de la Société sont fondées sur les attentes de la direction quant au montant des dépenses en immobilisations qui seront requises pour fournir des services de transport et de distribution efficaces, fiables et générateurs de valeur pour les clients, conformément au cadre de réglementation renouvelé (*Renewed Regulatory Framework*) de la CEO. La Société présente un projet lorsqu'il est hautement probable qu'il ira de l'avant et que les dépenses prévues ont fait l'objet d'une estimation exhaustive.

Les estimations suivantes ne tiennent pas compte des montants compensés se rapportant à l'incidence des coûts de rétablissement d'urgence engagés par suite des graves intempéries qui ont commencé le 28 mars 2025. La tempête a gravement endommagé les infrastructures du réseau et provoqué des pannes de courant dans le centre et l'est de la province. Les efforts de rétablissement du courant se sont poursuivis jusqu'au deuxième trimestre. Le 29 avril 2025, la Société a informé la CEO de son intention d'introduire une demande de facteur Z pour recouvrer les coûts engagés en lien avec cette tempête. Le 28 août 2025, la Société a déposé sa demande de facteur Z, qui cherche à recouvrer des coûts d'environ 225 millions de dollars, y compris des coûts en capital et des coûts de retrait d'actifs. Les estimations devraient être mises à jour en fonction de l'issue de cette demande. La CEO devrait rendre sa décision concernant la demande de facteur Z au début de 2026.

Les tableaux qui suivent présentent un sommaire des investissements en capital annuels projetés de Hydro One pour les exercices 2026 et 2027, par secteur d'activité.

Par secteur d'activité : (en millions de dollars)	2026	2027
Transport ¹	2 116	1 892
Distribution	1 093	918
Total des investissements en capital²	3 209	2 810

Par catégorie : (en millions de dollars)	2026	2027
Maintien	1 426	1 064
Développement ¹	1 638	1 614
Autres ³	145	132
Total des investissements en capital²	3 209	2 810

¹ Les chiffres présentés comprennent les investissements dans certains projets de développement de Hydro One Networks exclus du plan d'investissement annexé à la requête conjointe relative aux tarifs et approuvé par la CEO.

² Depuis le premier trimestre de 2022, le ministre de l'Énergie et de l'Électrification (anciennement le ministère de l'Énergie) (le « ministre ») a ordonné à la CEO de modifier la licence de transport de Hydro One Networks pour l'obliger à lancer des travaux de développement et à obtenir les autorisations nécessaires en lien avec onze lignes de transport prioritaires en Ontario. Les investissements en capital futurs présentés ne comprennent ni les dépenses en immobilisations et coûts de développement liés aux trois lignes de transport prioritaires suivantes du sud-ouest de l'Ontario : ligne de transport de Longwood à Lakeshore, deuxième ligne de transport de Longwood à Lakeshore et ligne de transport de Windsor à Lakeshore; ni les dépenses en immobilisations et coûts de développement liés aux quatre lignes de transport prioritaires suivantes du nord-est et de l'est de l'Ontario : lien North Shore, ligne électrique Northeast, ligne électrique Durham Kawartha et ligne électrique Wawa Timmins (se reporter à la rubrique « Autres événements – Appuyer l'infrastructure essentielle de transport d'électricité dans le nord-est et l'est de l'Ontario »); ni même les dépenses en immobilisations et coûts de développement liés à la ligne de transport de Bowmanville à Parkway, à la ligne de transport Greenstone et à la ligne de transport de Barrie à Sudbury (se reporter à la rubrique « Loi de 2024 sur l'énergie abordable et plan énergétique intégré de l'Ontario »). Hydro One est présentement en train d'évaluer la portée et le calendrier des travaux de ces dix lignes.

³ Les autres investissements en capital comprennent les investissements dans la flotte, l'immobilier, les TI, les technologies opérationnelles et les fonctions connexes.

SOMMAIRE DES SOURCES ET DES AFFECTATIONS DE LIQUIDITÉS

Les principales sources de flux de trésorerie de Hydro One sont les fonds provenant des activités d'exploitation, les émissions de titres d'emprunt sur les marchés financiers et les facilités de crédit bancaire, qui servent à répondre aux besoins de financement de Hydro One, notamment les dépenses en immobilisations de la Société, le service et le remboursement de la dette ainsi que le versement de dividendes.

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2025	2024
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	2 671	2 593
Rentrées nettes liées aux activités de financement	648	1 206
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(3 488)	(3 109)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(169)	690

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

À l'exercice clos le 31 décembre 2025, les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 78 millions de dollars par rapport à l'exercice 2024. Cette augmentation s'explique par divers facteurs, dont les suivants :

- le résultat avant impôt plus élevé;
- la variation des soldes du compte réglementaire; facteurs compensés en partie par :
- la variation de l'insuffisance du fonds de roulement net qui s'explique surtout par la baisse des produits non gagnés liés aux apports en capital, les écarts temporaires entre le règlement des débiteurs, ainsi que le montant plus élevé à recevoir de la SIERE du fait de la hausse de la Remise de l'Ontario pour l'électricité, facteurs partiellement compensés par le coût plus élevé de l'électricité à payer à la SIERE en raison de l'augmentation des volumes achetés.

Rentrées nettes liées aux activités de financement

Les rentrées nettes liées aux activités de financement ont reculé de 558 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 comparativement à l'exercice 2024. Cette baisse est le résultat de divers facteurs, notamment les suivants :

Affectations des liquidités

- En 2025, la Société a remboursé des billets à court terme d'un montant de 6 170 millions de dollars, comparativement à 2 890 millions de dollars en 2024.
- En 2025, la Société a remboursé des titres d'emprunt à long terme d'un montant de 1 150 millions de dollars, comparativement à 700 millions de dollars en 2024.
- En 2025, la Société a versé des dividendes de 792 millions de dollars sur les actions ordinaires, comparativement à 753 millions de dollars en 2024.

Sources de liquidités

- En 2025, la Société a reçu un produit de 6 070 millions de dollars lié à l'émission de billets à court terme, comparativement à un produit de 2 810 millions de dollars en 2024.
- En 2025, la Société a émis des titres d'emprunt à long terme d'un montant de 2 698 millions de dollars, comparativement à 2 781 millions de dollars en 2024.

Sorties nettes liées aux activités d'investissement

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 ont augmenté de 379 millions de dollars en regard de l'exercice 2024 en raison de l'investissement dans EWT LP (se reporter à la rubrique « Autres événements – EWT LP ») et l'accroissement des investissements en capital. Se reporter à la rubrique « Investissements en capital » pour une comparaison des investissements en capital effectués par la Société à l'exercice clos le 31 décembre 2025 par rapport à l'exercice précédent.

LIQUIDITÉS ET STRATÉGIE DE FINANCEMENT

Les liquidités à court terme proviennent des FPAE⁷, du programme de papier commercial de Hydro One et des facilités de crédit bancaire consolidées de la Société. Aux termes de son programme de papier commercial, Hydro One est autorisée à émettre des billets à court terme d'une durée maximale de 365 jours pouvant aller jusqu'à 2 300 millions de dollars.

Au 31 décembre 2025, l'encours du papier commercial de Hydro One se chiffrait à 100 millions de dollars, comparativement à 200 millions de dollars au 31 décembre 2024. En outre, la Société dispose de facilités de crédit bancaire consenties, non garanties et renouvelables (les « facilités de crédit d'exploitation ») dont le solde totalisait 3 050 millions de dollars au 31 décembre 2025. Les facilités de crédit d'exploitation comprennent un mécanisme qui ajuste à la hausse ou à la baisse le coût d'emprunt de Hydro One en fonction de son rendement par rapport à certaines mesures de développement durable arrimées aux cibles de Hydro One à cet égard. Le 1^{er} juin 2025, Hydro One a reporté la date d'échéance des facilités de crédit d'exploitation de 2029 à 2030. Aucun montant n'avait été prélevé sur les facilités de crédit d'exploitation au 31 décembre 2025 ou 2024. La Société peut utiliser ces facilités de crédit d'exploitation aux fins du fonds de roulement et pour les besoins généraux de l'entreprise. Les liquidités à court terme prévues aux termes du programme de papier commercial, les facilités de crédit d'exploitation, les fonds en caisse et les FPAE⁷ prévus devraient suffire à financer les besoins de la Société en matière d'exploitation.

Au 31 décembre 2025, l'encours de la dette à long terme de la Société, d'un montant en capital de 18 620 millions de dollars. La majeure partie de la dette à long terme émise par Hydro One l'a été dans le cadre de son programme de billets à moyen terme, comme il en est fait mention ci-après. La dette à long terme totale de la Société est composée de billets et de débentures arrivant à échéance entre 2026 et 2064 et au 31 décembre 2025, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance de ces effets était d'environ 13,9 ans (13,9 ans au 31 décembre 2024) et leur taux d'intérêt nominal moyen pondéré, de 4,3 % (4,3 % au 31 décembre 2024).

En février 2024, Hydro One a déposé un prospectus préalable de base simplifié lié à son programme de billets à moyen terme, lequel arrivera à échéance en mars 2026. Un nouveau programme de billets à moyen terme devrait être déposé au premier trimestre de 2026.

Le 18 août 2025, Hydro One a déposé un prospectus préalable de base simplifié (le « prospectus de base visant des titres d'emprunt américains de HOI ») auprès des autorités en valeurs mobilières de l'Ontario et des États-Unis. Le prospectus de base visant des titres d'emprunt américains de HOI permet à Hydro One d'offrir, à l'occasion, et dans le cadre d'un ou de plusieurs appels publics à l'épargne, des titres d'emprunt américains au cours d'une période de 25 mois venant à échéance le 18 septembre 2027. Au 31 décembre 2025, aucun titre n'avait été émis aux termes du prospectus de base visant des titres d'emprunt américains de HOI.

Conformité

Au 31 décembre 2025, la Société respectait toutes les clauses restrictives de nature financière et limites liées aux montants impayés sur les emprunts et sur les facilités de crédit.

Notation

Diverses agences de notation entreprennent de temps à autre un examen des notes de crédit de la Société. Ces agences de notation peuvent prendre diverses mesures, positives ou négatives. La Société ne peut pas prévoir les mesures que les agences de notation pourraient prendre à l'avenir. L'impossibilité pour la Société de maintenir ses notes de crédit actuelles pourrait avoir une incidence négative sur sa situation financière et ses résultats d'exploitation, et un abaissement des notes de crédit pourrait restreindre la capacité de la Société à accéder aux marchés des capitaux d'emprunt et augmenter le coût de la dette.

Au 31 décembre 2025, les notes attribuées à la dette à long terme et à court terme de Hydro One étaient les suivantes :

Agence de notation	Dette à court terme	Dette à long terme
DBRS Limited	R-1 (bas)	A (élevé)
Moody's Ratings	Préférentiel-2	A3
S&P Global Ratings	A-1 (moyen)	A

⁷ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

Incidence des taux d'intérêt

La Société est exposée aux fluctuations des taux d'intérêt, puisque son rendement des capitaux propres (« RCP ») réglementé est établi au moyen d'une formule qui tient compte des variations des taux de rendement de référence des titres d'emprunt du gouvernement du Canada et de l'écart de rendement des obligations de sociétés de services publics notées « A ». De temps à autre, la Société émet des titres d'emprunt pour refinancer la dette arrivant à échéance et satisfaire les besoins généraux de l'entreprise. La Société est donc exposée aux fluctuations des taux d'intérêt en lien avec l'émission de tels titres. Se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque – Risques liés aux activités de Hydro One – Risque lié au marché, aux instruments financiers et au crédit » pour plus de détails.

Régime de retraite

En 2025, Hydro One a versé des cotisations en espèces de 68 millions de dollars au titre de son régime de retraite, contre 75 millions de dollars en 2024. La Société a aussi engagé un crédit net au titre des prestations de 124 millions de dollars pour la période comparativement à 57 millions de dollars en 2024.

En septembre 2025, Hydro One a déposé une évaluation actuarielle triennale de son régime de retraite au 31 décembre 2024, laquelle est valide de 2025 à 2027. Sur la base de cette évaluation, Hydro One estime que ses cotisations totales au titre du régime de retraite pour 2026, 2027, 2028, 2029 et 2030 totaliseront respectivement environ 70 millions de dollars, 73 millions de dollars, 77 millions de dollars, 81 millions de dollars et 85 millions de dollars. Les cotisations minimales après 2027 seront mises à jour en fonction de l'évaluation actuarielle de la provision en date du 31 décembre 2027, qui devrait être déposée au plus tard le 30 septembre 2028. Si Hydro One décide de déposer une évaluation avant cette date, les cotisations pour 2027 seront également mises à jour au besoin.

L'obligation au titre des prestations de retraite de la Société dépend de diverses hypothèses et estimations, notamment le taux d'actualisation, le taux de rendement des actifs du régime, le taux d'augmentation du coût de la vie et les hypothèses relatives aux taux de mortalité. Une analyse complète des principales hypothèses et estimations est présentée à la rubrique « Estimations et jugements comptables critiques – Avantages sociaux futurs ».

AUTRES OBLIGATIONS

Arrangements hors bilan

Il n'y a pas d'arrangements hors bilan qui ont, ou qui sont susceptibles d'avoir, une incidence importante aujourd'hui ou dans l'avenir sur la situation financière de la Société, ses produits et charges, ses résultats d'exploitation, sa situation de trésorerie, ses dépenses en immobilisations ou ses sources de financement.

Sommaire des obligations contractuelles et autres engagements commerciaux

Le tableau qui suit présente un sommaire de la dette et des autres obligations contractuelles importantes de Hydro One ainsi que d'autres engagements commerciaux.

Au 31 décembre 2025 (en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 3 ans à 5 ans	Plus de 5 ans
Obligations contractuelles (échéances annuelles)					
Dette à long terme – Remboursements de capital	18 620	925	750	1 900	15 045
Dette à long terme – Paiements d'intérêts	11 432	786	1 520	1 399	7 727
Billets à court terme à payer	100	100	—	—	—
Cotisations de retraite ¹	386	70	150	166	—
Conventions d'impartition et autres ententes	143	63	64	—	16
Obligations liées à l'environnement ainsi qu'à la mise hors service d'immobilisations	104	10	8	17	69
Obligations locatives	44	15	24	4	1
Total des obligations contractuelles	30 829	1 969	2 516	3 486	22 858
Autres engagements commerciaux (selon l'année d'échéance)					
Facilités de crédit d'exploitation	3 050	—	—	3 050	—
Lettres de crédit ²	191	191	—	—	—
Garanties ³	475	475	—	—	—
Total des autres engagements commerciaux	3 716	666	—	3 050	—

¹ Les cotisations au régime de retraite de Hydro One sont fondées sur des rapports actuariels, y compris une évaluation effectuée tous les trois ans au moins, ainsi que sur le niveau réel ou prévu du salaire ouvrant droit à pension, le cas échéant. La plus récente évaluation actuarielle a été effectuée en date du 31 décembre 2024 et a été déposée le 23 septembre 2025.

² Les lettres de crédit sont constituées de lettres de crédit de 166 millions de dollars liées à des conventions de retraite, d'une lettre de crédit de 18 millions de dollars fournie à la SIERE à titre de soutien prudentiel et de lettres de crédit de 7 millions de dollars visant à satisfaire divers besoins liés à l'exploitation.

³ Les garanties consistent en un soutien prudentiel de 475 millions de dollars fourni à la SIERE par Hydro One au nom de ses filiales.

HYDRO ONE INC.
RAPPORT DE GESTION (suite)
Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

RÉGLEMENTATION

Le tableau qui suit résume les éléments importants et l'état des requêtes relatives aux tarifs de distribution d'électricité de Hydro One.

Requête	Année	Base tarifaire approuvée/ proposée (en millions de dollars)	Besoins en revenus de base approuvés/ proposés (en millions de dollars)	État
Transport :				
Hydro One Networks ¹	2025	16 271	2 168	Approuvé en novembre 2022
	2026	17 148	2 277	Approuvé en novembre 2022
	2027	17 940	2 362	Approuvé en novembre 2022
B2M LP	2025	455	38	Approuvé en novembre 2024
	2026	447	38	Approuvé en octobre 2025 ²
	2027	440	39	Approuvé en octobre 2025 ²
	2028	433	39	Approuvé en octobre 2025 ²
	2029	426	37	Approuvé en octobre 2025 ²
HOSSM ³	2017 - 2026	218	41	Approuvé en janvier 2016
CLLP	2025	201	17	Approuvé en novembre 2024
	2026	209	17	Approuvé en décembre 2025 ²
	2027	206	16	Approuvé en décembre 2025 ²
	2028	204	16	Approuvé en décembre 2025 ²
	2029	201	16	Approuvé en décembre 2025 ²
NRLP	2025	110	9	Approuvé en novembre 2024
	2026	108	9	Approuvé en octobre 2025 ²
	2027	107	9	Approuvé en octobre 2025 ²
	2028	105	9	Approuvé en octobre 2025 ²
	2029	104	9	Approuvé en octobre 2025 ²
Distribution :				
Hydro One Networks ¹	2025	10 573	1 886	Approuvé en novembre 2022
	2026	11 153	1 985	Approuvé en novembre 2022
	2027	11 656	2 071	Approuvé en novembre 2022
Hydro One Remotes ⁴	2023 - 2027	58	128	Approuvé en mars 2023

¹ Les besoins en revenus pour 2025 à 2027 ne comprennent pas l'incidence des mises à jour soumises auprès de l'autorité de réglementation faisant partie du processus annuel de requête de manière à intégrer les plus récents facteurs d'inflation de la CEO.

² En vertu du cadre de besoins en revenus accepté, ces sociétés en commandite n'auront pas, pendant toute la période visée, à soumettre à la CEO des requêtes annuelles mises à jour, exception faite de la mise à jour ponctuelle en 2025.

³ HOSSM est assujettie à une période reportée de changement de base de 10 ans pour la période allant de 2017 à 2026, tel qu'il a été approuvé dans la décision de la CEO relative à des fusions, regroupements, acquisitions et désinvestissements datée du 13 octobre 2016. Depuis 2019, les besoins en revenus sont assujettis à un indice d'indexation du plafonnement approuvé.

⁴ Les besoins en revenus pour les exercices 2025 à 2027 seront mis à jour aux termes du processus annuel de requête auprès de l'autorité de réglementation de manière à intégrer les plus récents facteurs d'inflation de la CEO. Les hausses tarifaires de Hydro One Remotes entrent en vigueur le 1^{er} mai de chaque année.

Le tableau qui suit résume l'état des demandes d'autorisation de construire présentées à la CEO par Hydro One pour les projets importants liés au transport au 31 décembre 2025.

Demande	État
Projet de ligne électrique Welland Thorold	Déposé en novembre 2025 ¹
Projet de ligne de transport Waasigan	Approuvé en avril 2024 ¹
Projet de ligne de transport St. Clair	Approuvé en décembre 2024 ²

¹ Se reporter aux rubriques « Projets importants d'investissements en capital liés au transport » et « Autres événements – Ligne électrique Welland Thorold ». En vertu du modèle de partenariat de Hydro One, les collectivités des Premières Nations auraient la possibilité d'acquiescer une participation de 50 % dans la composante de ligne de transport du projet.

² Se reporter aux rubriques « Projets importants d'investissements en capital liés au transport » et « Autres événements – Appuyer l'infrastructure essentielle de transport d'électricité dans le sud-ouest de l'Ontario ». En vertu du modèle de partenariat de Hydro One, les collectivités des Premières Nations ont la possibilité d'acquiescer une participation de 50 % dans la composante de ligne de transport du projet.

Révision de la politique relative au coût du capital de la CEO

Le 6 mars 2024, la CEO a ouvert une audience de sa propre initiative afin d'étudier la méthode à utiliser pour déterminer les valeurs des paramètres du coût du capital et la structure présumée de capital à utiliser dans le cadre du processus d'établissement des tarifs, et afin d'étudier la méthode de calcul des taux d'intérêt prescrits par la CEO et les questions concernant le compte de report des coûts supplémentaires de mise en œuvre des accords d'infonuagique, notamment le type de taux d'intérêt qui devrait s'y appliquer, le cas échéant. Le 27 mars 2025, la CEO a rendu sa décision et son ordonnance qui définissent de nouveaux paramètres de coût du capital et confirment que ces nouveaux paramètres entreront en vigueur lors de la prochaine demande de rebasement des tarifs d'une entreprise de services publics. L'approche que la CEO applique aux structures du capital réputées reste la même, soit 40 % de capitaux propres et 60 % de capitaux d'emprunt, pour les services publics de transport et de distribution d'électricité. La CEO a également conclu que le taux d'intérêt prescrit pour les comptes de report et d'écart continuera de s'appliquer au compte de report des coûts supplémentaires de mise en œuvre des accords d'infonuagique, et que chaque entreprise de services publics pourra, dans sa prochaine demande de rebasement des tarifs, proposer le traitement de toute future solution d'infonuagique pendant la durée de la période de tarification, notamment un nouveau compte de report des solutions d'infonuagique. En l'absence de proposition au moment de la demande de rebasement des tarifs, le compte sera fermé.

Compte d'écart pour horizons prolongés

Le 20 mars 2025, la CEO a créé un compte de report et d'écart générique avec prise d'effet le 18 novembre 2024. Ce compte d'écart permet aux distributeurs d'électricité à tarifs réglementés d'enregistrer les répercussions supplémentaires sur les revenus de la baisse des apports en capital prévus des clients qui est intégrée aux tarifs de distribution découlant des modifications apportées par la CEO au code appelé Distribution System Code en décembre 2024, lesquelles prolongent l'horizon de raccordement et l'horizon de revenus pour certains raccordements de clients. Au 31 décembre 2025, le solde du compte n'était pas significatif.

B2M LP

Le 23 mai 2024, Hydro One Networks a soumis, au nom de B2M LP, une requête concernant les besoins en revenus de transport pour la période de cinq ans allant de 2025 à 2029. Le 21 novembre 2024, la CEO a rendu sa décision et son ordonnance approuvant la requête de B2M LP concernant des besoins en revenus sur cinq ans, dont des besoins en revenus de base de 38 millions de dollars pour 2025. En vertu du cadre de besoins en revenus accepté, B2M LP n'aura pas, pendant toute la période visée, à soumettre à la CEO des requêtes annuelles mises à jour, exception faite d'une mise à jour ponctuelle en 2025, approuvée par la CEO en octobre 2025, qui établit les besoins en revenus pour la période allant de 2026 à 2029.

NRLP

Le 23 mai 2024, Hydro One Networks a soumis, au nom de NRLP, une requête concernant les besoins en revenus de transport pour la période de cinq ans allant de 2025 à 2029. Le 21 novembre 2024, la CEO a rendu sa décision et son ordonnance approuvant la requête concernant les besoins en revenus de NRLP, dont des besoins en revenus de base de 9 millions de dollars pour 2025. En vertu du cadre de besoins en revenus accepté, NRLP n'aura pas, pendant toute la période visée, à soumettre à la CEO des mises à jour annuelles de la requête, exception faite d'une mise à jour ponctuelle en 2025, approuvée par la CEO en octobre 2025, qui établit les besoins en revenus pour la période allant de 2026 à 2029.

CLLP

Le 12 juillet 2024, Hydro One Networks a soumis, au nom de CLLP, une requête concernant les besoins en revenus de transport pour la période de cinq ans allant de 2025 à 2029. Le 17 décembre 2024, la CEO a rendu sa décision et son ordonnance approuvant la requête concernant les besoins en revenus de CLLP, dont des besoins en revenus de base de 17 millions de dollars pour 2025, à compter du 1^{er} janvier 2025. En vertu du cadre de besoins en revenus accepté, CLLP n'aura pas, pendant toute la période visée, à soumettre à la CEO des mises à jour annuelles de la requête, exception faite d'une mise à jour ponctuelle en 2025, approuvée par la CEO en décembre 2025, qui établit les besoins en revenus pour la période allant de 2026 à 2029.

Loi de 2021 sur la réalisation accélérée de projets d'Internet à haut débit

En mars 2021, la Province de l'Ontario (la « Province ») a présenté le projet de loi 257 (*Loi de 2021 soutenant l'expansion de l'Internet et des infrastructures*) pour promulguer la nouvelle *Loi de 2021 sur la réalisation accélérée de projets d'Internet à haut débit*, qui a pour but de faciliter le déploiement en temps opportun d'une infrastructure à haut débit dans les régions rurales non desservies et mal desservies de l'Ontario. Ce projet de loi a reçu la sanction royale le 12 avril 2021. Le projet de loi 257 a modifié la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* (la « Loi sur la CEO ») et confère à la Province un pouvoir de réglementation concernant l'aménagement, l'accès ou l'utilisation des infrastructures électriques à des fins non électriques. Les lignes directrices et deux règlements en lien avec la *Loi de 2021 sur la réalisation accélérée de projets d'Internet à haut débit*, qui précisent les changements législatifs, ont aussi été publiés en 2021, et un troisième règlement régissant le tarif annuel de fixation filaire à un poteau pour les entreprises de télécommunication a été publié en décembre 2021. La plus récente décision et ordonnance de la CEO a fait passer, le 1^{er} janvier 2025, le tarif annuel de fixation filaire à un poteau à 39,14 \$ par fixation par poteau.

En mars 2022, la Province a présenté le projet de loi 93 (*Loi de 2022 pour un Ontario connecté*), qui a reçu la sanction royale le 14 avril 2022. Ce projet modifie la *Loi de 2021 sur la réalisation accélérée de projets d'Internet à haut débit* afin que les organisations propriétaires d'infrastructures souterraines de services publics à proximité d'un projet désigné d'Internet à haut débit transmettent leurs données concernant ces infrastructures dans un délai prescrit, afin que les fournisseurs de service Internet puissent rapidement mettre en place des infrastructures souterraines d'Internet à haute vitesse.

Une réglementation concernant les infrastructures électriques et les projets désignés d'Internet à haut débit en vertu de la Loi sur la CEO (Règl. de l'Ont. 410/22) est entrée en vigueur le 21 avril 2022. Le 7 juillet 2022, la CEO a créé un compte de report afin que les distributeurs réglementés puissent y comptabiliser les charges supplémentaires se rapportant aux activités réalisées dans le cadre de projets désignés d'Internet à haut débit. En septembre 2022, la Société a lancé un modèle d'exploitation permettant aux fournisseurs de service Internet de choisir comment accéder aux infrastructures de la Société, dans le but de maximiser l'efficacité des projets désignés d'Internet à haut débit. Le 28 mars 2023, la Province a modifié la Loi sur la CEO (Règl. de l'Ont. 410/22) relativement aux délais d'exécution associés aux projets désignés d'Internet à haut débit.

Le 14 août 2023, la troisième édition de la *Ligne directrice pour soutenir le déploiement plus rapide de l'Internet à haut débit* a été publiée afin de fournir des conseils supplémentaires pour assurer le succès de la mise en œuvre des exigences législatives et réglementaires, notamment un cadre pour soutenir le partage des frais de fixation à un poteau et des travaux préparatoires.

La Société a élaboré et adapté un cadre de gestion approprié qui répond aux objectifs du gouvernement, notamment des mécanismes pour préserver les produits de la Société et sa capacité à recouvrer les frais connexes raisonnables.

Le 31 octobre 2024, le ministère de l'Infrastructure a annoncé qu'il avait élaboré un programme visant à accorder jusqu'à 400 millions de dollars de subventions aux fournisseurs de service Internet (« FSI ») pour des travaux liés à des projets désignés d'Internet à haut débit. Le programme vise à permettre aux FSI de fixer avec succès et en toute sécurité leur matériel et leur équipement aux poteaux de la Société afin d'offrir le raccordement aux communautés rurales dans le cadre de projets désignés d'Internet à haut débit. Une partie des subventions sera utilisée pour rembourser à Hydro One Networks, au nom des FSI, leur part des coûts d'activation engagés pour faciliter le programme à ce jour (se reporter à la rubrique « Opérations entre apparentés »).

Le 1^{er} novembre 2025, la Province a modifié un règlement lié à la Loi sur la CEO (Règl. de l'Ont. 410/22) en instaurant un objectif mensuel de poteaux devant être prêts à être déployés et en prolongeant les délais d'exécution associés aux projets désignés d'Internet à haut débit. Hydro One Networks est tenue de terminer sa part des travaux avant le 1^{er} juillet 2028.

Loi de 2024 sur l'énergie abordable et plan énergétique intégré de l'Ontario

En janvier 2024, le comité de la transition relative à l'électrification et à l'énergie, chargé de conseiller la Province, a publié un rapport énonçant les mesures à prendre pour que l'Ontario opère un virage vers l'énergie verte. En octobre 2024, la Province a publié sa vision pour l'avenir énergétique de l'Ontario intitulée *L'avenir énergétique abordable de l'Ontario : Le besoin pressant en énergie*, qui décrit les grandes cibles à atteindre pour répondre à la demande croissante d'électricité en Ontario. La Province devait s'appuyer sur cette vision pour élaborer son tout premier plan énergétique intégré (« PÉI »), entre autres initiatives. À cet effet, la Province a présenté le projet de loi 214, *Loi de 2024 sur l'énergie abordable*, qui a reçu la sanction royale le 4 décembre 2024. La *Loi de 2024 sur l'énergie abordable*, qui modifie diverses lois, comme la *Loi de 1998 sur l'électricité* (Ontario) (la « Loi sur l'électricité ») et la Loi sur la CEO, fournit le cadre législatif qui remplacera par un plan énergétique intégré les plans énergétiques à long terme de la Province, y compris le Plan énergétique à long terme de 2017. Alors que les plans énergétiques à long terme ciblaient surtout le réseau électrique, le plan intégré tiendra compte de toutes les sources d'énergie. Les amendements introduits par la *Loi de 2024 sur l'énergie abordable* permettront également au ministre, sous réserve de l'approbation du lieutenant-gouverneur en conseil, de donner à la SIERE et à la CEO des directives décrivant les exigences de mises en œuvre du plan énergétique intégré. Entre octobre et décembre 2024, le ministère de l'Énergie et des Mines (le « Ministère ») (anciennement, le ministère de l'Énergie et de l'Électrification) a mené une consultation pour solliciter des commentaires qui aideront la Province à élaborer son premier plan.

En vertu des modifications de la Loi sur la CEO prévues par la *Loi de 2024 sur l'énergie abordable*, la Province pourra entre autres prendre des règlements prévoyant des modifications à apporter aux codes appelés *Distribution System Code* et *Transmission System Code* à l'égard de la répartition ou du recouvrement des frais relatifs à la construction, à l'extension ou au renforcement des réseaux de distribution ou des réseaux de transport, ou des raccordements à ces réseaux. De plus, en vertu des modifications de la *Loi de 2024 sur l'énergie abordable*, il sera possible de prendre des règlements exemptant des personnes ou des choses des dispositions des codes appelés *Distribution System Code* et *Transmission System Code* relatives à la répartition ou au recouvrement des frais, ainsi que des dispositions alternatives qui s'appliqueraient autrement.

Le 12 juin 2025, le gouvernement de l'Ontario a publié son tout premier PÉI, intitulé *L'énergie pour les générations à venir*, qui entend tirer parti de l'électricité, du gaz naturel, de l'hydrogène, d'installations de stockage et d'autres sources d'énergie afin que la province dispose de l'énergie abordable, sûre, fiable et propre dont elle a besoin pour alimenter la croissance et créer des emplois partout en Ontario. Le PÉI établit un horizon de planification jusqu'en 2050 et traite notamment de l'accélération du développement des infrastructures de transport et de la modernisation du réseau de distribution. Dans le cadre du PÉI, le gouvernement a donné le feu vert à plusieurs projets de transport, dont les suivants :

- la ligne de transport de Barrie à Sudbury, une nouvelle ligne à circuit unique de 500 kV qui reliera les postes de transformation Essa et Hanmer et comprendra toutes les installations connexes, dont la mise en service est prévue pour 2032, ainsi que les travaux préliminaires d'aménagement d'une deuxième ligne de 500 kV;
- le projet de remplacement des conducteurs entre Orangeville et Barrie, qui prévoit le remplacement par Hydro One des conducteurs des lignes de 230 kV existantes entre le poste de transformation Orangeville (à Orangeville) et le poste de transformation Essa (à Barrie), qui devrait être mis en service en 2027;
- la ligne de transport de Bowmanville à Parkway (auparavant appelée la ligne de transport de Bowmanville à la région du Grand Toronto), une nouvelle ligne à double circuit de 500 kV reliant le poste de sectionnement de Bowmanville à un poste actuel de 500 kV de la région du Grand Toronto, qui devrait être mise en service au début des années 2030;
- une ligne de transport de 230 kV entre les postes de transformation Lauzon (à Windsor) et Lakeshore (à Lakeshore), qui devrait être mise en service d'ici 2032;
- la ligne de transport Greenstone, une nouvelle ligne de transport de 230 kV qui reliera le poste de transformation Longlac (à Geraldton) à la centrale Nipigon et sera raccordée au projet de raccordement électrique Est-Ouest près de la baie de Nipigon, ainsi que les installations connexes, qui devraient être mises en service en 2032.

Le 16 juin 2025, le Ministère a annoncé une série de propositions visant à faciliter la réalisation en temps opportun de plusieurs projets de transport d'électricité, conformément aux objectifs énoncés dans le PÉI.

Le Ministère a proposé, sous réserve des approbations requises, de déclarer prioritaires les cinq projets de transport. La deuxième ligne de transport de Barrie à Sudbury n'était pas alors considérée comme prioritaire.

Le Ministère a aussi proposé des décrets (sur recommandation du ministre de l'Énergie et des Mines, le « Ministre ») et des directives complémentaires qui, s'ils sont approuvés, obligeraient la CEO à modifier le permis de transporteur de Hydro One Networks en vue d'entamer les travaux de développement de la ligne de transport de Barrie à Sudbury, de la ligne de transport de Bowmanville à Parkway et de la ligne de transport Greenstone, et d'entreprendre des travaux d'aménagement de la deuxième ligne de transport de Barrie à Sudbury. Le 31 mars 2022, le ministre avait demandé à la CEO de modifier le permis de Hydro One Networks afin de l'obliger à lancer des travaux de développement et à obtenir les autorisations nécessaires en lien avec la ligne de transport de Windsor à Lakeshore. Le projet de remplacement des conducteurs entre Orangeville et Barrie ne nécessite pas de désignation, puisqu'il se rapporte à des infrastructures de transport existantes de Hydro One Networks. La période de consultation a été annoncée le 16 juin 2025 et a pris fin le 15 août 2025.

Le 21 novembre 2025, le Ministre a avisé la CEO que le projet de remplacement des conducteurs entre Orangeville et Barrie, la ligne de transport de Windsor à Lakeshore et la ligne de transport de Bowmanville à Parkway avaient été déclarés prioritaires, et a ordonné à la CEO de modifier le permis de transporteur de Hydro One Networks afin de l'obliger à lancer des travaux de développement et à obtenir les autorisations nécessaires en lien avec la ligne de transport de Bowmanville à Parkway. Le 25 novembre 2025, faisant suite à la directive du Ministre, la CEO a modifié le permis de transporteur d'électricité de Hydro One Networks afin de lui permettre de lancer des travaux de développement et d'obtenir les autorisations nécessaires en lien avec ce projet, conformément aux recommandations de la SIERE.

Le 28 janvier 2026, le Ministre a avisé la CEO que la ligne de transport Greenstone avait été déclarée prioritaire, et a ordonné à la CEO de modifier le permis de transporteur de Hydro One Networks afin de l'obliger à lancer des travaux de développement et à obtenir les autorisations nécessaires en lien avec ce projet. Le 29 janvier 2026, faisant suite à la directive du ministre, la CEO a modifié le permis de transporteur d'électricité de Hydro One Networks afin de lui permettre de lancer des travaux de développement et d'obtenir les autorisations nécessaires en lien avec ce projet, conformément aux recommandations de la SIERE.

Le 6 février 2026, le Ministre a avisé la CEO que la première ligne de transport de Barrie à Sudbury avait été déclarée prioritaire, et a ordonné à la CEO de modifier le permis de transporteur de Hydro One Networks afin de l'obliger à lancer des travaux de développement et à obtenir les autorisations nécessaires en lien avec les deux lignes de transport de Barrie à Sudbury ainsi que d'entreprendre des travaux d'aménagement de la deuxième ligne de transport de Barrie à Sudbury. Le 10 février 2026, faisant suite à la directive du Ministre, la CEO a modifié le permis de transporteur d'électricité de Hydro One Networks afin de lui permettre de lancer les travaux de développement et d'obtenir les autorisations nécessaires en lien avec ce projet, conformément aux recommandations de la SIERE.

En outre, le PÉI soulignait la nécessité d'accroître la capacité de transport dans la région de Red Lake, située dans le nord-ouest de l'Ontario. En août 2025, la SIERE a publié un addenda à sa planification intégrée des ressources de la région Nord-Ouest (l'« addenda »). L'addenda recommande l'aménagement impératif de la ligne de transport Red Lake, à savoir une ligne de transport à double circuit de 230 kV qui reliera le poste de transport Dryden au poste de transport Ear Falls, et d'une autre ligne de transport à double circuit de 230 kV qui reliera le poste de transport Ear Fall au poste de sectionnement Red Lake, ainsi que les installations connexes, afin de répondre à la croissance de la demande en matière de capacité après 2028. Hydro One collaborera avec la SIERE pour déterminer la première date à laquelle la mise en service du projet pourrait être réalisée. Le 29 octobre 2025, le Ministère a proposé de présenter un décret (sur recommandation du ministre) afin de rendre le projet prioritaire de même qu'une directive complémentaire qui, si elle est approuvée, obligerait la CEO à modifier le permis de transporteur de Hydro One Networks afin de l'obliger à obtenir les autorisations nécessaires à la réalisation du projet et à entamer les travaux d'aménagement. La période de consultation a pris fin le 13 décembre 2025.

Le 31 juillet 2025, la SIERE a annoncé le lancement du registre du Cadre de sélection des transporteurs. Les transporteurs inscrits au registre pourront prendre part aux futurs appels d'offres concurrentiels de la SIERE pour des projets de transport. Hydro One Networks a l'intention de déposer une demande d'inscription au registre du Cadre de sélection des transporteurs.

AUTRES ÉVÉNEMENTS

EWT LP

Le 4 mars 2025, Hydro One Networks a conclu l'acquisition d'une participation d'environ 48 % dans EWT LP en contrepartie de près de 261 millions de dollars en espèces, y compris les ajustements de clôture. La société en commandite est propriétaire de la ligne d'interconnexion Est-Ouest, une ligne de transport de 230 kilovolts à double circuit qui parcourt les 450 kilomètres entre Wawa et Thunder Bay, sur la rive nord du lac Supérieur.

Étude sur le voltage dans le nord de l'Ontario

En décembre 2023, la SIERE a publié le rapport *Northern Ontario Voltage Study Report (Bulk System Reactive Requirements in Northern Ontario)* (le « rapport »), qui recommande l'installation de dispositifs de compensation de puissance réactive dans plusieurs postes dans le nord de l'Ontario pour répondre aux conditions actuelles du réseau et aux conditions attendues lorsque les nouvelles lignes de transport entreront en service dans le nord de l'Ontario. Ce rapport mentionne des projets développés par Hydro One, y compris le projet d'interconnexion Est-Ouest, le projet de ligne de transport Waasigan, la ligne électrique Northeast (auparavant appelée la ligne Hanmer-Mississagi) et le lien North Shore (auparavant appelé la ligne Mississagi-Third Line).

En mars 2024, la Société a reçu une lettre de la SIERE lui recommandant de procéder à l'installation des dispositifs de compensation de puissance réactive en respectant l'échéancier défini par la SIERE. La Société a analysé les résultats du rapport et la recommandation de la SIERE, et a incorporé cette information aux projets connexes de manière à respecter les échéances proposées par la SIERE.

Soutenir les infrastructures de transport d'électricité essentielles dans le sud-ouest de l'Ontario

Projet de ligne de transport St. Clair

En mars 2022, la Province a émis un décret accompagné d'une directive du ministre (anciennement le ministre de l'Énergie) à la CEO enjoignant à Hydro One Networks d'obtenir les autorisations nécessaires et d'entreprendre les travaux d'aménagement du projet de ligne de transport St. Clair, une ligne de 230 kV reliant le poste de transport Lambton au poste de commutation Chatham. En réponse à la directive, la CEO a modifié le permis de transport de Hydro One Networks en avril 2022 afin de permettre l'aménagement du projet de ligne de transport St. Clair ainsi que l'obtention des autorisations nécessaires. Le 28 mai 2024, Hydro One Networks a présenté à la CEO une demande d'autorisation de construire afin de faire approuver le projet. Le projet devrait coûter au total environ 472 millions de dollars, soit 335 millions de dollars pour les travaux liés à la ligne de transport et 137 millions de dollars pour les travaux liés aux postes. Dans sa décision et son ordonnance rendues le 10 décembre 2024, la CEO a approuvé la demande d'autorisation de construire moyennant des conditions standards d'approbation.

Le 9 septembre 2025, Hydro One a commencé la construction de la ligne de transport St. Clair, qui devrait être mise en service d'ici 2027.

Soutenir les infrastructures de transport d'électricité essentielles dans le nord-est et l'est de l'Ontario

Le 10 juillet 2023, le Ministère a proposé de prendre un certain nombre de mesures pour faciliter la réalisation en temps opportun de trois projets de transport d'électricité dans le nord-est et l'est de l'Ontario, soit le lien North Shore, la ligne électrique Northeast et la ligne électrique Durham Kawartha. Le 23 octobre 2023, le ministre (anciennement le ministre de l'Énergie) a demandé à la CEO de modifier le permis de Hydro One Networks afin de l'obliger à lancer des travaux de développement et à obtenir les autorisations nécessaires en lien avec ces trois lignes de transport prioritaires. Le 14 novembre 2023, faisant suite à la directive du ministre, la CEO a modifié le permis de distribution d'électricité de Hydro One Networks afin de l'obliger à lancer des travaux de développement et à obtenir les autorisations nécessaires en lien avec ces projets, conformément aux recommandations de la SIERE.

Le 1^{er} août 2024, le Ministère a proposé de prioriser la ligne électrique Wawa Timmins (auparavant, la ligne de transport de Wawa à Porcupine) et de désigner Hydro One Networks comme transporteur. Cette proposition a pour but de faciliter l'aménagement en temps opportun d'une nouvelle ligne de transport d'électricité de 230 kV qui parcourra 260 km dans le nord-est de l'Ontario, du poste de transformation de Wawa (au sud de Wawa) à celui de Porcupine (région de Timmins). En se basant sur les prévisions de la SIERE, le gouvernement a ciblé 2030 comme date de mise en service; l'échéancier de construction final dépendra des travaux d'aménagement planifiés. La période de consultation de 45 jours a pris fin le 15 septembre 2024. Le 28 novembre 2024, le ministre a demandé à la CEO de modifier le permis de transport de Hydro One Networks afin de l'obliger à lancer des travaux de développement et à obtenir les autorisations nécessaires en lien avec ce projet. Le 23 décembre 2024, faisant suite à la directive du ministre, la CEO a modifié le permis de distribution d'électricité de Hydro One Networks afin de lui permettre de lancer des travaux de développement et d'obtenir les autorisations nécessaires en lien avec ce projet, conformément aux recommandations de la SIERE.

Projet de ligne de transport de Wellington à Preston

Le 29 septembre 2025, dans le cadre de la planification intégrée des ressources de la région Kitchener-Waterloo-Cambridge-Guelph, la SIERE a envoyé à Hydro One Networks une lettre préparée en collaboration avec un groupe de travail technique (le « groupe de travail ») au sujet de l'urgence d'aménager certaines infrastructures de transport. Dans cette lettre, la SIERE a enjoint à Hydro One de réaliser deux investissements, soit :

- développement et lancement de la construction d'un nouveau poste à autotransformateur de 500/230 kV à Puslinch, dont la mise en service est prévue pour 2031;
- développement et lancement de la construction d'une nouvelle ligne de transport de 230 kV reliant Puslinch au poste de transformation Preston, dont la mise en service est prévue pour 2031.

Le SIERE et le groupe de travail recommandent que Hydro One amorce sans délai le développement de ces projets, y compris l'obtention des approbations environnementales et réglementaires requises.

Ligne électrique Welland Thorold

En 2022, dans le cadre de sa planification intégrée des ressources de la région de Niagara, la SIERE a fait état d'une croissance de la demande d'électricité dans la région de Welland. Pour être en mesure de répondre à cette hausse projetée, la SIERE recommandait alors de renforcer la capacité de transport en aménageant une nouvelle ligne de transport. Ce besoin a été réitéré dans le plan régional d'infrastructures de 2023. Le 17 novembre 2025, Hydro One Networks a présenté à la CEO une demande d'autorisation de construire afin de faire approuver le projet de ligne électrique Welland Thorold, une nouvelle ligne de transport à double circuit de 230 kV reliant Abitibi Consolidated Junction, qui se raccorderait au corridor de transport existant de Hydro One à Thorold, au poste de transformation Crowland à Welland. Outre les travaux d'aménagement de la ligne de transport, Hydro One agrandira également le poste de transformation Crowland. Pour obtenir un complément d'information, se reporter à la rubrique « Projets importants d'investissements en capital liés au transport ».

Projet de loi 2, *Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en favorisant le libre-échange au Canada*, projet de loi 5, *Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en libérant son économie* et Projet de loi 40, *Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en garantissant l'accès à l'énergie abordable pour les générations futures*

Le 16 avril 2025, le gouvernement de l'Ontario a présenté le projet de loi 2, *Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en favorisant le libre-échange au Canada*, qui autorise l'Ontario, entre autres, à conclure des accords de reconnaissance mutuelle avec d'autres provinces afin de supprimer les barrières commerciales internes qui restreignent la circulation des biens, des services et de la main-d'œuvre.

Le 17 avril 2025, le gouvernement de l'Ontario a présenté le projet de loi 5, *Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en libérant son économie*, pour faciliter le processus d'obtention de permis et d'autorisation de certains projets, y compris les infrastructures majeures, notamment par l'intermédiaire de modifications proposées au processus d'obtention de permissions environnementales en Ontario.

Le 3 juin 2025, le gouvernement de l'Ontario a présenté le projet de loi 40, *Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en garantissant l'accès à l'énergie abordable pour les générations futures*, qui autorise l'établissement de comptes d'écart lié aux restrictions sur la participation étrangère et crée des pouvoirs réglementaires régissant les centres de traitement de données en Ontario.

Les projets de loi 2 et 5 ont reçu la sanction royale le 5 juin 2025. Le projet de loi 40 a reçu la sanction royale le 11 décembre 2025. La Société est en train d'évaluer les répercussions potentielles de ces lois et leurs règlements connexes sur Hydro One.

Rapport sur le développement durable

Le rapport sur le développement durable de 2024 de Hydro One Limited, intitulé *A Better and Brighter Future For All*, peut être consulté (en anglais seulement) sur le site Web de la Société à l'adresse www.hydroone.com/sustainability.

Le rapport sur le développement durable 2024 met de l'avant l'intégration des efforts de durabilité à la stratégie d'entreprise actualisée de Hydro One Limited pour permettre à la Société de continuer à fournir des services à ses clients et à toute la population ontarienne. Ce rapport présente les résultats de la Société selon un éventail de facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (« ESG ») pour la période allant du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024.

CONSEIL D'ADMINISTRATION ET CADRES DIRIGEANTS DE HYDRO ONE

Conseil d'administration

En date du 24 mars 2025, Timothy Hodgson, alors président du conseil, a pris un congé sans solde pour se porter candidat aux élections fédérales. À la même date, le conseil a nommé Susan Wolburgh Jenah en qualité de présidente intérimaire.

Le 28 avril 2025, M. Hodgson a officiellement démissionné du conseil. Par la suite, le conseil nommé Melissa Sonberg comme présidente du conseil, avec prise d'effet le 4 juin 2025.

L'administratrice Cherie Brant ne s'est pas représentée aux élections lors de l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires du 24 juin 2025.

Le 14 août 2025, le conseil a nommé Michael W. Rencheck à titre d'administrateur.

Cadres dirigeants

Le 18 février 2025, Gillian Whitebread s'est jointe à l'équipe de Hydro One à titre de vice-présidente directrice et chef des ressources humaines. Le même jour, le titre de Megan Telford a été changé pour celui de vice-présidente directrice, Stratégie et transition énergétique.

La Société a annoncé la nomination, avec prise d'effet le 21 juillet 2025, de Megan Telford au poste de cheffe de l'exploitation, et de Lisa Pearson au poste de vice-présidente directrice, Affaires corporatives.

Le 25 août 2025, David Lebeter est parti en congé de soignant. Le conseil d'administration a nommé Harry Taylor comme président et chef de la direction par intérim. M. Taylor a continué d'occuper le poste de vice-président directeur et de chef des finances et affaires réglementaires pendant l'intérim. M. Lebeter a repris ses fonctions le 12 novembre 2025.

MAIN-D'ŒUVRE DE HYDRO ONE

Au 31 décembre 2025, Hydro One avait une main-d'œuvre qualifiée et flexible comptant près de 7 000 employés réguliers (7 100 en 2024) et 1 900 employés non réguliers (2 100 en 2024) à l'échelle de la province, formée de gens de métier, d'ingénieurs, de professionnels, de directeurs et de cadres supérieurs. Aux employés réguliers de Hydro One s'ajoutent des travailleurs recrutés principalement parmi une vaste main-d'œuvre externe disponible aux termes d'ententes conclues avec les syndicats de la société représentant divers travailleurs occasionnels, parfois appelés des « bureaux de placement syndical », et aussi des employés contractuels. Les bureaux de placement syndical offrent à Hydro One la possibilité de recourir en toute souplesse à des travailleurs très bien formés possédant les compétences appropriées pouvant répondre à ses besoins saisonniers ou aux besoins particuliers d'un projet donné.

Le tableau qui suit présente le nombre d'employés de Hydro One au 31 décembre 2025.

	Employés réguliers	Employés non réguliers	Total
Power Workers' Union (« PWU ») ¹	4 181	617	4 798
Society of United Professionals (« Society »)	1 951	25	1 976
Canadian Union of Skilled Workers (« CUSW ») et syndicats du secteur de la construction	—	1 270	1 270
Nombre total d'employés représentés par des syndicats	6 132	1 912	8 044
Membres de la direction et employés non représentés	898	19	917
Nombre total d'employés ²	7 030	1 931	8 961

¹ Y compris 510 employés non réguliers issus des « bureaux de placement syndical » couverts par la convention du PWU.

² En 2025, Hydro One comptait en moyenne environ 9 400 employés, dont près de 7 100 employés réguliers et 2 300 employés non réguliers.

Conventions collectives

Le 4 mai 2025, Hydro One a conclu, en vue du renouvellement de sa principale convention collective et de sa convention collective touchant les activités de service à la clientèle, une entente de principe avec le PWU aux termes de laquelle les deux conventions seraient regroupées. Le 2 juin 2025, les employés représentés par le PWU ont ratifié la convention collective, qui couvre la période allant du 1^{er} octobre 2025 au 31 mars 2028.

La convention collective de Hydro One avec la Society est venue à échéance le 30 septembre 2025. Le 13 janvier 2026, Hydro One et la Society ont annoncé la conclusion d'une entente de principe en vue du renouvellement de la convention collective. Le 30 janvier 2026, les employés représentés par la Society ont ratifié la convention collective, qui couvre la période allant du 1^{er} octobre 2025 au 31 mars 2028.

Les syndicats du secteur de la construction ont conclu des conventions collectives avec l'Electrical Power Systems Construction Association (« EPSCA »). L'EPSCA est une association d'employeurs dont Hydro One est membre. Les 20 conventions collectives avec l'EPSCA dans le secteur de la construction qui lient Hydro One sont venues à échéance le 30 avril 2025. L'EPSCA a négocié le renouvellement des 20 conventions collectives pour une période de cinq ans allant du 1^{er} mai 2025 au 30 avril 2030.

Rémunération à base d'actions

Hydro One Limited a accordé des droits différés à la valeur d'actions (« DDVA ») et des attributions aux termes du régime incitatif à long terme (« RILT ») composés de droits à la valeur d'actions liées au rendement (« DVALR ») et de droits à la valeur d'actions assujetties à des restrictions (« DVAAR ») aux membres de la direction et aux administrateurs. Aux 31 décembre 2025 et 2024, les attributions aux termes de son RILT et d'autres régimes se détaillaient comme suit :

Aux 31 décembre (nombre de droits)	2025	2024
DVALR	394 191	283 106
DVAAR	368 838	304 393
DDVA des membres de la direction	80 404	85 690
DDVA des administrateurs	102 256	107 296

MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

Hydro One a recours à différentes mesures financières non conformes aux PCGR pour évaluer son rendement. La Société présente de l'information sur les FPAE en tant que mesure de ses flux de trésorerie, de ses produits, déduction faite des coûts liés aux achats d'électricité, afin de refléter l'incidence des produits sur le bénéfice net et sa dette nette pour mesurer le levier financier de la Société.

Hydro One a également recours à des ratios financiers non conformes aux PCGR, par exemple le ratio de la dette nette sur la structure du capital et le ratio des FPAE annualisés pour mesurer le levier financier de la Société, et le ratio de couverture par le bénéfice pour mesurer sa liquidité.

FPAE

Les FPAE s'entendent des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation après les ajustements servant à rendre compte des variations des soldes hors trésorerie liées aux activités d'exploitation et de la distribution à la participation sans contrôle. La direction estime que les FPAE sont utiles à titre de mesures complémentaires des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société, car ils excluent les fluctuations temporelles du fonds de roulement d'exploitation hors trésorerie et des flux de trésorerie non attribuables à l'actionnaire ordinaire. C'est pourquoi la direction estime qu'ils constituent une mesure uniforme de la performance des actifs de la Société en matière de production de trésorerie.

Le tableau qui suit présente le rapprochement des résultats conformes aux PCGR et des résultats non conformes aux PCGR, sur une base consolidée.

Trimestres clos les (en millions de dollars)	31 déc. 2025	30 sept. 2025	30 juin 2025	31 mars 2025	31 déc. 2024	30 sept. 2024	30 juin 2024	31 mars 2024
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	855	702	611	503	696	616	830	451
Variations des soldes hors trésorerie liées à l'exploitation	(203)	(21)	11	181	(176)	26	(311)	158
Distributions à la participation sans contrôle	(1)	(4)	(2)	(5)	(2)	(2)	(2)	(4)
FPAE	651	677	620	679	518	640	517	605

Périodes de douze mois closes les (en millions de dollars)	31 déc. 2025	31 déc. 2024
FPAE	2 627	2 280

Produits, déduction faite des achats d'électricité

Les produits, déduction faite des achats d'électricité, correspondent aux produits diminués des coûts liés aux achats d'électricité. Les produits tirés de la distribution, déduction faite des achats d'électricité, correspondent aux produits tirés de la distribution diminués des coûts liés aux achats d'électricité. Ces données sont utilisées en interne par la direction pour évaluer l'incidence des produits sur le bénéfice net et sont jugées utiles, car elles excluent les coûts de l'électricité qui, étant entièrement compensés par les produits, n'ont aucun effet sur le bénéfice net.

Les tableaux qui suivent présentent le rapprochement des produits conformes aux PCGR et des produits non conformes aux PCGR, déduction faite des achats d'électricité, sur une base consolidée.

Trimestres clos les (en millions de dollars)	31 déc. 2025	30 sept. 2025	30 juin 2025	31 mars 2025	31 déc. 2024	30 sept. 2024	30 juin 2024	31 mars 2024
Produits	2 254	2 286	2 056	2 397	2 089	2 181	2 019	2 158
Moins : Achats d'électricité	1 287	1 080	899	1 220	1 060	1 047	940	1 096
Produits déduction faite des achats d'électricité	967	1 206	1 157	1 177	1 029	1 134	1 079	1 062

Trimestres clos les (en millions de dollars)	31 déc. 2025	30 sept. 2025	30 juin 2025	31 mars 2025	31 déc. 2024	30 sept. 2024	30 juin 2024	31 mars 2024
Produits tirés de la distribution	1 757	1 605	1 434	1 761	1 583	1 551	1 436	1 605
Moins : Achats d'électricité	1 287	1 080	899	1 220	1 060	1 047	940	1 096
Produits tirés de la distribution, déduction faite des achats d'électricité	470	525	535	541	523	504	496	509

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2025	2024
Produits	8 993	8 447
Moins : Achats d'électricité	4 486	4 143
Produits, déduction faite des achats d'électricité	4 507	4 304

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2025	2024
Produits tirés de la distribution	6 557	6 175
Moins : Achats d'électricité	4 486	4 143
Produits tirés de la distribution, déduction faite des achats d'électricité	2 071	2 032

Dette nette

La Société utilise la dette nette comme mesure de remplacement de l'encours de la dette. La direction estime que la dette nette est une mesure importante pour évaluer le levier financier de la Société. Cette mesure sert à déterminer l'endettement total et le levier financier de la Société.

Le tableau qui suit présente un rapprochement de la dette nette déclarée dans les états financiers consolidés de la Société.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2025	2024
Billets à court terme à payer	100	200
Moins : la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(521)	(690)
Dette à long terme (tranche échéant à moins de un an)	925	1 150
Dette à long terme (tranche à long terme)	17 668	15 905
Dette nette	18 172	16 565

Ratio de la dette nette sur la structure du capital

La Société estime que le ratio de la dette nette sur la structure du capital est un ratio non conforme aux PCGR important pour mesurer son levier financier. Le ratio de la dette nette sur la structure du capital correspond à la dette nette, décrite plus haut, divisée par la dette nette plus le total des capitaux propres attribuables aux actionnaires, exclusion faite de tout montant se rapportant à la participation sans contrôle. La direction estime que le ratio de la dette nette sur la structure du capital est une mesure utile de la proportion de la dette dans la structure du capital de la Société.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2025	2024
Dette nette (A)	18 172	16 565
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire (exclusion faite de la participation sans contrôle)	12 958	12 393
Dette nette plus les capitaux propres attribuables à l'actionnaire (B)	31 130	28 958
Ratio de la dette nette sur la structure du capital (A/B)	58,4 %	57,2 %

HYDRO ONE INC.
RAPPORT DE GESTION (suite)
Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

FPAE annualisés sur la dette nette

La direction estime que le ratio des FPAE annualisés sur la dette nette est une mesure utile du levier financier de la Société. Ce ratio correspond aux FPAE annualisés (se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR – FPAE ») sur une période mobile de douze mois, divisés par la dette nette à la fin de la période (se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR – Dette nette »). La direction estime que le ratio des FPAE annualisés sur la dette nette est une mesure utile pour évaluer la capacité de la Société de rembourser ses dettes au moyen de ses revenus d'exploitation nets.

Le tableau qui suit présente le rapprochement des résultats conformes aux PCGR et des résultats non conformes aux PCGR, sur une base consolidée.

Périodes de douze mois closes les (en millions de dollars)	31 déc. 2025	30 sept. 2025	30 juin 2025	31 mars 2025	31 déc. 2024	30 sept. 2024	30 juin 2024	31 mars 2024
FPAE annualisés (A)	2 627	2 494	2 457	2 354	2 280	2 234	2 216	2 249
Dette nette (B)	18 172	17 951	17 628	17 207	16 565	16 286	15 894	15 690
FPAE annualisés sur la dette nette (A/B)	14,5 %	13,9 %	13,9 %	13,7 %	13,8 %	13,7 %	13,9 %	14,3 %

Ratio de couverture par le bénéfice

Le ratio de couverture par le bénéfice correspond au bénéfice avant les impôts sur le bénéfice, les charges de financement et le revenu de participation attribuable à l'actionnaire, divisé par la somme des charges de financement, et des intérêts capitalisés. Il est calculé sur une période de douze mois. La Société estime que le ratio de couverture par le bénéfice est une mesure non conforme aux PCGR importante pour gérer ses niveaux de liquidité.

Trimestres clos les (en millions de dollars)	31 déc. 2025	30 sept. 2025	30 juin 2025	31 mars 2025	31 déc. 2024	30 sept. 2024	30 juin 2024	31 mars 2024
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire	234	424	334	362	207	374	296	297
Charge d'impôts sur le bénéfice	29	61	64	69	19	59	57	53
Charges de financement	173	171	165	162	161	154	155	147
Revenu de participation	3	7	—	—	—	—	—	—
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice, les charges de financement et le revenu de participation attribuable à l'actionnaire ordinaire	433	649	563	593	387	587	508	497

Périodes de douze mois closes les (en millions de dollars)	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice, les charges de financement et le revenu de participation attribuable à l'actionnaire ordinaire (A)	2 238	1 979

Trimestres clos les (en millions de dollars)	31 déc. 2025	30 sept. 2025	30 juin 2025	31 mars 2025	31 déc. 2024	30 sept. 2024	30 juin 2024	31 mars 2024
Charges de financement	173	171	165	162	161	154	155	147
Intérêts capitalisés	30	29	27	24	24	24	22	19
Charges de financement et intérêts capitalisés	203	200	192	186	185	178	177	166

Périodes de douze mois closes les (en millions de dollars)	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Charges de financement et intérêts capitalisés (B)	781	706
Ratio de couverture par le bénéfice = A/B	2,9	2,8

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Hydro One est détenue par Hydro One Limited. La Province est un actionnaire de Hydro One Limited, détenant une participation d'environ 47,1 % au 31 décembre 2025. Le Ministère et le ministère de l'Infrastructure sont des apparentés de Hydro One, car ils sont contrôlés par la Province. La SIERE, Ontario Power Generation Inc. (« OPG »), la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (la « SFIEO »), la CEO et Acronym Solutions Inc. (« Acronym ») sont apparentées à Hydro One, puisque le Ministère ou Hydro One Limited les contrôle ou exerce une influence notable sur celles-ci. Hydro One a également réalisé des opérations dans le cours normal des activités avec divers ministères gouvernementaux et organisations ontariennes qui relèvent de la Province. Le tableau qui suit présente un sommaire des opérations entre apparentés qui ont eu lieu au cours des exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)			
Apparenté	Opération	2025	2024
Ministère	Subvention pour projets d'Internet à haut débit ¹	27	—
Ministère de l'Infrastructure	Subvention pour projets d'Internet à haut débit ¹	19	43
SIERE	Achats d'électricité	3 011	2 686
	Produits tirés des services de transport	2 388	2 252
	Montants liés aux remises sur les frais d'électricité	1 110	1 170
	Produits tirés de la distribution liés à la protection des tarifs ruraux	256	255
	Produits tirés de la distribution liés à Wataynikanep Power LP	133	119
	Produits tirés de la distribution liés à l'approvisionnement en électricité de collectivités dans les régions éloignées du Nord	50	48
	Financement reçu pour des programmes de conservation et de gestion de la demande	—	1
OPG	Achats d'électricité	23	18
	Produits tirés du transport liés à la prestation de services et à l'approvisionnement en électricité	2	2
	Produits tirés de la distribution liés à la prestation de services et à l'approvisionnement en électricité	8	5
	Apport de capital reçu d'OPG	20	3
	Coûts au titre de l'achat de services	2	1
SFIEO	Achats d'électricité visés par des contrats d'électricité administrés par la SFIEO	2	1
CEO	Frais liés à la CEO	14	12
Hydro One Limited	Versement de dividendes	792	753
	Recouvrement des coûts liés aux services rendus	11	11
	Coûts liés à la rémunération à base d'actions	5	6
Acronym	Services reçus – coûts engagés	31	33
	Produits tirés des services rendus	6	3

¹ Se reporter à la rubrique « Loi de 2021 sur la réalisation accélérée de projets d'Internet à haut débit ». En 2025, le Ministère a remplacé le ministère de l'Infrastructure en ce qui concerne le paiement de la subvention pour projets d'Internet à haut débit à Hydro One.

GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE

Hydro One est exposée à plusieurs risques et incertitudes. Pour assurer son succès, Hydro One se doit de connaître et gérer ces risques et de les atténuer le plus possible. Le programme de gestion du risque d'entreprise de Hydro One a pour but d'aider les décideurs à l'échelle de la Société à gérer les principaux risques d'entreprise, notamment les occasions et les risques émergents.

Les risques significatifs liés à Hydro One et à ses activités qui, de l'avis de la Société, sont les plus susceptibles d'influer sur la décision d'un investisseur quant à l'achat de titres de Hydro One sont présentés ci-dessous. Ces risques, s'ils devaient se concrétiser, pourraient avoir une incidence défavorable importante sur la Société et son entreprise, sa situation financière ou ses résultats d'exploitation. Cette liste non exhaustive ne comprend pas tous les risques auxquels la Société est exposée et l'incidence réelle de l'un ou l'autre des risques suivants pourrait sensiblement varier de la description fournie ci-après. En outre, d'autres risques pourraient survenir, ou des risques considérés comme mineurs à l'heure actuelle pourraient devenir importants à l'avenir.

Risques liés aux activités de Hydro One

Risques liés à la réglementation et risques liés aux produits d'exploitation de Hydro One

Risques liés aux différences entre les résultats réels et les résultats prévus

La Société pourra récupérer les coûts qu'elle aura effectivement engagés pour fournir ses services et pourra réaliser le rendement des capitaux propres autorisé dans la mesure où elle peut obtenir les résultats prévus qui ont été établis et approuvés lors du processus d'établissement des tarifs. Les coûts réels pourraient dépasser les coûts prévus approuvés si, par exemple, la Société engageait des frais d'exploitation, d'entretien, d'administration, d'immobilisations et de financement supérieurs à ceux qui sont inclus dans le calcul des besoins en matière de produits approuvés de la Société. Si la Société était incapable de récupérer les coûts effectivement engagés en sus des coûts prévus ou d'obtenir les approbations réglementaires connexes pour récupérer la différence, cela pourrait avoir une incidence défavorable importante sur sa situation financière et ses résultats d'exploitation.

De plus, la CEO approuve les tarifs de transport et de distribution de la Société d'après les niveaux projetés de charge et de consommation d'électricité, entre autres facteurs. Si la charge ou la consommation réelle se révélait considérablement inférieure aux niveaux projetés, les produits d'exploitation, le bénéfice net et les flux de trésorerie de la Société relativement à l'une ou l'autre de ces entreprises, ou aux deux, pourraient subir d'importants contrecoups.

Les besoins en matière de produits de la Société pour ses entreprises de transport et de distribution sont notamment fondés sur des hypothèses de coûts et autres, y compris en ce qui concerne l'inflation, qui pourraient ne pas se concrétiser. Rien ne garantit que la CEO autorisera des hausses tarifaires suffisantes pour neutraliser l'incidence financière défavorable de changements non prévus de la demande d'électricité ou des coûts de la Société.

La Société est assujettie au risque de perte de revenus en raison d'autres facteurs, comme les tendances et conditions économiques, la modification du territoire de service et les conditions météorologiques qui influent sur la demande en électricité. Les résultats d'exploitation globaux de la Société pourraient fluctuer considérablement d'une saison et d'un exercice à l'autre en raison de ces tendances et conditions météorologiques. Par exemple, un été plus frais que prévu ou un hiver plus chaud que prévu pourrait réduire la demande d'électricité en deçà des prévisions faites par la Société, ce qui pourrait faire diminuer les produits, le bénéfice net et les flux de trésorerie de la Société par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent.

La charge de la Société pourrait aussi subir les contrecoups des programmes de conservation et de gestion de la demande qui sont menés à bien et dont les résultats dépassent les prévisions attendues.

Risques liés à des requêtes non tarifaires soumises à la CEO

Outre les risques décrits à la rubrique « Risques liés à l'obtention d'ordonnances tarifaires » qui suit, la société est également exposée au risque de ne pas obtenir, ou de ne pas obtenir à temps, les approbations requises des organismes de réglementation relativement à d'autres questions, comme les demandes d'autorisation de construire, les demandes de fusion, d'acquisition, de regroupement et de dessaisissement, et des questions environnementales. L'appel de décisions de la CEO ou l'obligation d'obtenir les droits d'occupation nécessaires risque d'entraîner des retards importants, ce qui pourrait faire augmenter les coûts et retarder les projets.

Les décisions relatives à l'acquisition ou au dessaisissement d'autres entreprises réglementées autorisées par la CEO sont assujetties à l'approbation de celle-ci. Par conséquent, il y a le risque que de telles questions ne soient pas approuvées ou que des conditions défavorables soient imposées par la CEO.

Hydro One pourrait faire face à d'autres sociétés de transport d'électricité qui lui livreront une concurrence accrue dans le cadre de nouveaux projets de construction d'installations de transport d'envergure en Ontario. La Société court le risque qu'elle ne soit pas sélectionnée pour construire de nouvelles installations de transport en Ontario, ce qui pourrait freiner sa croissance, perturber ses activités ou son développement, ou entraîner d'autres effets négatifs.

Risques liés aux modèles d'établissement des tarifs de transport et de distribution

La CEO approuve et modifie régulièrement les modèles et méthodes de tarification des entreprises de transport et de distribution. La modification du type de demande, des exigences de dépôt, de la méthode ou du modèle d'établissement des tarifs ou de la détermination des besoins en revenus pourrait avoir une incidence négative importante sur les produits et le bénéfice net de Hydro One. La CEO pourrait par exemple décider à l'avenir de réduire le rendement des capitaux propres autorisé pour l'une ou l'autre de ces entreprises, de modifier la formule ou la méthode qu'elle utilise pour établir le rendement des capitaux propres ou d'abaisser la pondération de la composante capitaux propres de la structure de capital réputée. Une telle réduction pourrait faire reculer le bénéfice net de la Société. Par ailleurs, la CEO pourrait éventuellement analyser de nouveaux modèles de rémunération des services publics et tout changement à cet égard pourrait affecter les produits et le bénéfice net de Hydro One. Si la CEO modifiait de façon significative la formule utilisée pour établir le RCP ou la structure du capital réglementaire réputée, cela pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la situation financière de la Société.

En vertu de la méthode d'établissement des tarifs incitative personnalisée de la CEO, une requête en révision de tarifs doit couvrir plusieurs années. La prévision de données clés, notamment les produits, les charges d'exploitation et le capital, sur une durée aussi longue comporte des risques. Par exemple, si la Société doit engager des dépenses en immobilisations imprévues qui n'étaient pas envisagées dans sa dernière décision tarifaire, elle pourrait devoir engager des coûts qui ne seront pas récupérables avant une période ultérieure ou qui ne pourront l'être au moyen de tarifs futurs, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la Société.

Lorsque les tarifs sont établis pour plusieurs années, notamment au moyen d'une requête d'établissement des tarifs incitative personnalisée, la CEO s'attend à ce qu'il n'y ait pas de requêtes visant des mises à jour annuelles au cours des périodes pluriannuelles, à moins qu'elles soient conformes aux mécanismes de financement de la CEO ou sous réserve de circonstances exceptionnelles, sauf s'il s'agit de la compensation de comptes d'écart et de report établis. À titre d'exemple, la CEO ne s'attend pas à recevoir de demandes tarifaires annuelles par suite de la mise à jour du coût en capital (y compris le rendement des capitaux propres), du fonds de roulement ou du volume des ventes. Si les taux d'intérêt augmentaient au cours de la période visée par une décision tarifaire et qu'aucun changement correspondant n'était autorisé aux besoins en revenus (y compris les paramètres du coût du capital autorisé) de la Société, cela réduirait le rendement financier de la Société. Voir aussi « Risque lié au marché, aux instruments financiers et au crédit ».

Dans la mesure où la CEO approuve le compte d'écart des immobilisations en service des entreprises de transport et de distribution, la CEO pourrait réclamer la partie correspondante des produits de la Société si cette dernière ne respectait pas les seuils d'immobilisations en service établis.

Risques liés aux dépenses en immobilisations

Pour être récupérables dans les tarifs, les dépenses en immobilisations doivent être approuvées par la CEO. Rien ne garantit que toutes les dépenses en immobilisations que Hydro One engagera, notamment toute dépense imposée par le gouvernement ou des organismes de réglementation ou en résultant, seront approuvées par la CEO. Par exemple, il est possible que les dépenses en immobilisations excédentaires, notamment en raison des tendances et conditions économiques, y compris l'inflation, l'imposition éventuelle de droits de douane, de tarifs ou de restrictions commerciales, les dépenses en immobilisations imprévues dans le cadre de l'entretien ou de l'amélioration des actifs de la Société et les coûts imprévus attribuables à des lois proposées, notamment celle concernant l'expansion du service d'Internet à haut débit au Canada, ne soient pas recouvrables dans les tarifs de transport ou de distribution. Dans la mesure du possible, Hydro One s'efforce d'atténuer ce risque en s'assurant d'effectuer des dépenses raisonnables et prudentes, et également en demandant à l'organisme de réglementation des directives claires sur le partage des coûts et en obtenant l'approbation préalable de ses dépenses en immobilisations.

Toute décision réglementaire de la part de la CEO visant à rejeter les dépenses en immobilisations ou à en limiter la récupération pourrait donner lieu à des besoins en matière de produits approuvés ou à une base tarifaire plus faibles que prévu, à une dépréciation des actifs ou à des imputations aux résultats d'exploitation de la Société, l'un ou l'autre de ces éléments pouvant avoir une incidence défavorable importante sur la Société.

Risques liés à l'obtention d'ordonnances tarifaires

La Société est exposée au risque que la CEO n'approuve pas les besoins en revenus de transport et de distribution que la Société demandera dans ses requêtes en révision de tarifs en cours ou futures. Les requêtes en révision de tarifs indiquant des besoins en matière de produits sont assujetties au processus d'examen de la CEO, processus qui fait habituellement appel à la participation d'intervenants et à un processus d'audiences publiques. Rien ne garantit que les décisions ou les ordonnances tarifaires que la CEO prendra ou rendra à la suite de ce processus permettront à Hydro One de récupérer la totalité des coûts qu'elle aura effectivement engagés, y compris les coûts d'emprunt et les impôts sur le bénéfice, ou de réaliser un certain rendement sur ses capitaux propres. Si Hydro One ne parvient pas à obtenir des ordonnances tarifaires acceptables ou des rendements des capitaux propres approuvés appropriés, ou si elle ne réussit pas à récupérer les coûts effectivement engagés dans les tarifs, cela pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les entreprises de transport ou de distribution de Hydro One, la mesure dans laquelle et le moment auquel elle pourra engager des dépenses en immobilisations, les notes accordées par les agences de notation, l'émission de titres d'emprunt à long terme et leur coût et d'autres questions, ce qui, du coup, pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la Société. En outre, rien ne garantit que la Société obtiendra les décisions requises de ses organismes de réglementation en temps opportun et, par conséquent, elle pourrait devoir engager des coûts avant de connaître ses besoins en matière de produits approuvés et les flux de trésorerie pourraient être affectés. La Société est également exposée au risque que la CEO modifie le traitement réglementaire de certains coûts, ce qui pourrait avoir une incidence sur le traitement comptable de ces coûts par la Société et nuire à sa capacité de les récupérer.

Risque lié à la récupérabilité des coûts de rémunération totaux

Hydro One gère la totalité de ses coûts de rémunération totaux, y compris les prestations de retraite, les autres avantages postérieurs à l'emploi et les avantages complémentaires de retraite, sous réserve des restrictions et des exigences imposées par les conventions collectives et les exigences de la loi. Tout élément des coûts de rémunération totaux qui n'est pas autorisé en totalité ou en partie par la CEO ou ne peut pas par conséquent être récupéré auprès des clients au moyen des tarifs pourrait entraîner des coûts potentiellement importants et faire fléchir le bénéfice net, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la Société. La Loi sur la CEO interdit à Hydro One de recouvrer certains frais de rémunération de la haute direction dans ses tarifs.

La Société offre d'autres avantages postérieurs à l'emploi aux employés admissibles. À l'heure actuelle, Hydro One suit la méthode de la comptabilité d'exercice en ce qui a trait aux autres avantages postérieurs à l'emploi. Si la CEO demande à Hydro One d'adopter une nouvelle méthode de comptabilité pour les autres avantages postérieurs à l'emploi (ou ajuste autrement la base de recouvrement des coûts liés aux autres avantages postérieurs à l'emploi), cela pourrait accroître la volatilité des produits, car la Société ne serait pas en mesure de comptabiliser la différence entre les deux méthodes dans les actifs réglementaires, et la Société pourrait être incapable de recouvrer certains coûts. S'il est établi que certains coûts liés aux avantages postérieurs à l'emploi ou aux avantages postérieurs au départ à la retraite de la Société ne sont pas récupérables, cela pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la Société.

Risques liés aux mesures gouvernementales

La Province est, et restera vraisemblablement, le principal actionnaire de Hydro One Limited. La Province pourrait de temps à autre se retrouver en position de conflit en sa qualité d'investisseur de Hydro One Limited et d'intervenant gouvernemental chargé d'établir les grandes lignes des politiques du secteur de l'électricité. Les mesures gouvernementales pourraient aller à l'encontre des intérêts de la Société ou des investisseurs.

Les gouvernements peuvent en tout temps adopter des lois ou promulguer des règlements, notamment des lois ou des règlements qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur Hydro One et ses activités. De telles mesures gouvernementales pourraient notamment comprendre l'adoption de lois, de règlements ou de directives, ou encore des actions prises par des actionnaires, visant à réduire les tarifs d'électricité, à limiter la rémunération ou à modifier la gouvernance de Hydro One. De telles mesures gouvernementales pourraient avoir une incidence négative importante sur la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société, de même que sur l'opinion publique et la réputation de la Société. Les mesures gouvernementales pourraient également entraver la capacité de la Société à réaliser sa stratégie ou ses objectifs.

Par le passé, la Province a adopté des lois pour limiter la rémunération des dirigeants de Hydro One et rien ne garantit que de telles limites ne seront pas de nouveau imposées à l'avenir. L'intervention éventuelle de la Province eu égard aux pratiques de rémunération des dirigeants de la Société pourrait limiter la capacité de la Société à attirer et à garder à son service des dirigeants qualifiés, un facteur qui pourrait également affecter le rendement, la stratégie ou les objectifs de la Société. L'incapacité d'intéresser et de fidéliser des dirigeants qualifiés pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la Société.

Les mesures gouvernementales peuvent également affecter la note de crédit de la Société, puisque les agences de notation tiennent en partie compte de l'intervention du gouvernement dans les affaires de Hydro One. La Société ne peut pas prévoir les mesures, positives ou négatives, que les agences de notation pourraient prendre à l'avenir, notamment en réaction à l'action ou à l'inaction du gouvernement en lien avec Hydro One ou ayant une incidence sur Hydro One. L'impossibilité pour la Société de maintenir ses notes de crédit actuelles pourrait avoir une incidence négative sur sa situation financière et ses résultats d'exploitation, et un abaissement des notes de crédit pourrait restreindre la capacité de la Société à accéder aux marchés des capitaux d'emprunt et augmenter le coût de la dette.

Risque lié aux revendications des Autochtones

Certains actifs de transport et de distribution, existants ou proposés, de la Société sont ou pourraient être situés sur des terres appartenant à des réserves (selon la définition qu'en donne la *Loi sur les Indiens du Canada*) (« Réserves ») et des terres qui font l'objet de revendications fondées sur des droits – ancestraux, issus de traités ou autres – de la part de peuples autochtones. Quelques chefs, communautés ou membres des peuples autochtones ont fait des déclarations en matière de souveraineté et de compétence relativement à des terres appartenant à des réserves et à des territoires traditionnels (terres traditionnellement occupées ou utilisées par des Premières Nations, des Métis ou des Inuits) et pourraient faire valoir leurs revendications auprès des tribunaux ou au moyen de mesures directes. Ces revendications ou le règlement ou la résolution de ces réclamations pourraient avoir un effet défavorable important sur la Société ou une incidence défavorable importante sur ses activités d'exploitation, y compris l'aménagement de projets actuels et futurs.

Les activités d'exploitation et les autres activités de la Société pourraient obliger la Couronne à consulter les communautés autochtones et, éventuellement, à prendre des mesures d'accommodation à leur égard. Des aspects procéduraux de l'obligation de la Couronne de consulter pourraient être délégués à la Société par la Province ou le gouvernement fédéral. S'il est perçu que la Couronne n'a pas consulté suffisamment les communautés autochtones, y compris celles qui sont dotées d'un modèle de gouvernance traditionnel non reconnu par la *Loi sur les Indiens du Canada*, ou que la Société n'a pas rempli les responsabilités qui lui ont été déléguées à cet égard, des collectivités ou des citoyens pourraient contester les agissements de la Couronne ou de la Société devant les tribunaux, ce qui pourrait comprendre une procédure d'examen judiciaire ou d'injonction, ou pourraient éventuellement être incitées à prendre des mesures directes contre la Société. Le cas échéant, cela pourrait perturber ou retarder les activités d'exploitation et les autres activités de la Société, y compris ses projets actuels et futurs, et pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la Société.

Risque lié au transfert d'actifs situés dans des réserves

Les ordonnances de transfert au moyen desquelles la Société a acquis certaines entreprises d'Ontario Hydro le 1^{er} avril 1999 n'ont pas entraîné le transfert du titre de propriété des actifs situés dans des réserves. Le transfert de la propriété de ces actifs n'a pas eu lieu parce que les autorisations initialement accordées par le gouvernement fédéral relativement à la construction et à l'exploitation de ces actifs sur des réserves ne pouvaient pas être transférées sans le consentement requis. Dans plusieurs cas, les autorisations avaient expiré ou n'avaient jamais été données.

La SFIEO détient actuellement le titre juridique de ces actifs, et on prévoit que la Société les gère jusqu'à ce qu'elle obtienne les permis pour parachever le transfert de leur titre de propriété. Pour occuper des réserves, la Société doit détenir des permis valides aux termes de la *Loi sur les Indiens du Canada*. Pour chaque permis, la Société pourrait devoir négocier une entente avec la Première Nation, la société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario et les membres de la Première Nation qui détiennent des droits d'occupation. Une telle entente comprendrait alors des dispositions aux termes desquelles la Première Nation consent à la délivrance d'un permis. Pour les actifs de transport, la Société doit négocier les modalités de paiement. Il est difficile de prévoir le total du montant que la Société pourrait avoir à verser pour conclure les conventions nécessaires avec les Premières Nations. Si la Société ne peut conclure des ententes satisfaisantes avec les Premières Nations concernées et obtenir des permis fédéraux, ou si elle ne peut obtenir les permis fédéraux actuels pour tout autre motif, elle pourrait devoir déplacer ces actifs à d'autres endroits et rendre les terres, ce qui pourrait entraîner des coûts substantiels. Dans un petit nombre de cas, la Société pourrait devoir abandonner une ligne et la remplacer par une centrale diesel. Quoi qu'il en soit, ces coûts pourraient avoir une incidence défavorable importante sur la Société si celle-ci était dans l'incapacité de les recouvrer par le truchement des ordonnances tarifaires futures.

Conformité aux lois et aux règlements

Hydro One doit se conformer à de nombreuses lois et à de nombreux règlements touchant ses activités, y compris les exigences applicables aux sociétés de transport et de distribution, les lois environnementales, les lois sur les normes d'emploi ou du travail et les lois sur la santé et la sécurité. Si la Société ne se conforme pas à ces lois, ses activités pourraient en subir d'importants contrecoûts. Se reporter également aux rubriques « Risque environnemental » et « Risque lié à la santé et à la sécurité ».

Par exemple, les entreprises de transport et de distribution autorisées de Hydro One sont tenues de se conformer aux modalités de leurs permis, aux codes et aux règles établis par la CEO et d'autres exigences réglementaires. En Ontario, les règles du marché publiées par la SIERE obligent la Société, notamment, à se conformer aux normes de fiabilité applicables établies par la North American Electric Reliability Corporation (la « NERC ») et le Northeast Power Coordinating Council, Inc. (le « NPCC »). On prévoit récupérer les coûts associés au respect de ces normes de fiabilité au moyen des tarifs, mais rien ne garantit que la CEO approuvera la récupération de la totalité de ces coûts. L'incapacité d'obtenir ces approbations pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la Société.

Il y a le risque que de nouvelles lois, de nouveaux règlements ou de nouvelles exigences ou politiques soient mis en place à l'avenir, ou que des autorités réglementaires modifient leurs règlements qui s'appliquent à la Société. Cela pourrait réduire les produits de Hydro One, ou Hydro One pourrait devoir engager des frais additionnels, qui pourraient ou ne pourraient pas être récupérés au moyen des tarifs de transport et de distribution futurs.

Risque lié aux cataclysmes naturels et autres événements imprévus

Les installations de la Société sont exposées aux effets de conditions climatiques difficiles, de catastrophes naturelles, d'événements d'origine humaine, notamment des cyberattaques et des attaques physiques de type terroriste, des événements causés par des systèmes reliés à ceux de tiers et d'autres événements potentiellement catastrophiques. Les installations de la Société pourraient ne pas résister à de telles éventualités en toute circonstance.

La Société pourrait aussi être visée par des réclamations pour des dommages découlant d'événements qui pourraient être directement liés aux actifs de la Société (par exemple, des feux de forêt), des réclamations pour des dommages causés par l'omission de transporter ou de distribuer de l'électricité, des coûts engagés afin de pouvoir continuer à transporter et à distribuer de l'électricité ou des coûts liés à l'information et à la cybersécurité.

La Société ne dispose pas d'une assurance contre les dommages causés à ses câbles, poteaux et pylônes de transport et de distribution situés à l'extérieur de ses postes de transport et de distribution dans ces circonstances ou d'autres circonstances. Lorsque d'autres actifs de la Société peuvent être assurés et des demandes d'indemnisation pour dommages et incidents de cybersécurité peuvent être présentées, une telle assurance peut comporter des franchises, des limites ou des exclusions susceptibles d'exposer la Société à des pertes importantes. Les pertes de produits d'exploitation et les coûts des réparations pourraient être substantiels, surtout en ce qui concerne bon nombre des installations de la Société qui sont situées dans des régions éloignées.

Si la Société est incapable de recouvrer de tels coûts, cela pourrait avoir une incidence défavorable importante sur ses activités.

Risque lié à l'infrastructure des TI et des technologies opérationnelles (« TO ») et à la sécurité des données

La capacité de la Société à exercer ses activités de manière efficiente dans le marché ontarien de l'électricité dépend en partie du développement, de la modernisation, du maintien et de la gestion de systèmes de TI et de TO complexes qui sont utilisés pour faire fonctionner et surveiller ses installations de transport et de distribution, ses systèmes financiers et ses systèmes de facturation et d'autres systèmes internes. La dépendance croissante de la Société à l'égard des systèmes informatiques et l'élargissement des réseaux de données, ainsi que le volume croissant des données et leur plus grande complexité, augmentent sa vulnérabilité et son exposition aux menaces informatiques. L'entreprise de transport de la Société est tenue de se conformer à diverses règles et normes de fiabilité en matière de transport, y compris les normes obligatoires établies par la NERC et le NPCC. Ces règles et ces normes incluent des normes ayant trait à la cybersécurité et aux TO, qui ne s'appliquent qu'à certains des actifs de la Société (généralement ceux dont la panne pourrait avoir une incidence sur le fonctionnement du réseau de production-transport d'électricité). La Société peut maintenir un degré de sécurité différent ou inférieur pour ses actifs qui ne sont pas assujettis à ces normes obligatoires. De plus, la Société doit respecter diverses obligations réglementaires relatives à la cybersécurité et à la protection de la vie privée prescrites dans le Cadre de cybersécurité pour la distribution en Ontario de la CEO, ainsi que des exigences relatives aux lois et aux permis concernant la collecte, l'utilisation et la divulgation de renseignements personnels et d'information au sujet des consommateurs, des grossistes, des producteurs et des détaillants.

Des cyberattaques ou des accès non autorisés aux systèmes internes de TI ou de TO pourraient causer des interruptions de service et des pannes, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la Société, surtout si la livraison d'électricité aux clients est interrompue. En raison des infrastructures d'exploitation critiques, il est possible que Hydro One soit davantage exposée à des cyberattaques par des tiers (y compris des parties contrôlées par l'État) pouvant compromettre ou neutraliser ses actifs. En outre, dans le cours de ses activités d'exploitation, la Société peut recueillir, utiliser, traiter et conserver des renseignements, notamment au sujet de ses clients, de ses fournisseurs, de ses cocontractants, de ses employés ou d'autres tierces parties, de sorte qu'il y a le risque d'un incident de cybersécurité ou d'autres accès ou divulgations non autorisés.

Des systèmes de sécurité et de contrôles en cas de sinistres sont en place, mais rien ne garantit que ses réseaux ne seront pas touchés par des défaillances ou des atteintes à la sécurité ou que les menaces seront décelées ou atténuées en temps opportun. Si de telles situations se produisent ou sont décelées, au lieu de porter sur la prévention, ses efforts seraient axés sur l'isolation, la correction et le recouvrement jusqu'à ce que l'incident ait été entièrement maîtrisé. Une défaillance de ces systèmes ou des atteintes à la sécurité pourrait avoir de lourdes conséquences pour la Société.

Risque environnemental

La Société est assujettie à une réglementation environnementale détaillée aux échelons fédéral, provincial et municipal au Canada. En cas de non-conformité, elle pourrait faire l'objet d'amendes ou d'autres pénalités. En outre, la présence ou l'émission de substances dangereuses ou d'autres substances nocives pourraient donner lieu à des réclamations de tiers ou à des ordonnances gouvernementales qui obligeraient la Société à prendre des mesures précises, comme la tenue d'une enquête, ainsi que le contrôle et la mise en œuvre de mesures correctives à l'égard des effets de ces substances. Même si Hydro One n'est pas un important émetteur de gaz à effet de serre, la Société suit de près ses émissions afin de pouvoir présenter de l'information sur tous les gaz émis, y compris l'hexafluorure de soufre (SF₆). La Société pourrait être exposée à des coûts et à d'autres risques liés aux émissions. La contamination des terrains de la Société pourrait limiter la capacité de celle-ci de vendre ou de louer ces actifs ultérieurement.

En outre, le montant réel des dépenses environnementales futures pourrait différer considérablement des estimations ayant servi au calcul des passifs environnementaux paraissant dans les états financiers de la Société. La Société ne dispose pas d'une couverture d'assurance à l'égard de ces dépenses environnementales.

La Société est aussi exposée au risque que posent l'obtention d'approbations et de permis gouvernementaux et le renouvellement des approbations et permis existants relatifs à la construction ou à l'exploitation de ses installations, ce qui pourrait nécessiter la tenue d'évaluations environnementales ou l'imposition de conditions, ou les deux, et ainsi causer des retards et des hausses de coûts. L'incapacité d'obtenir les approbations ou permis nécessaires pourrait compromettre la capacité de la Société de réaliser les projets, ce qui aurait un effet négatif important sur la Société.

Les installations de la Société sont exposées aux effets de conditions climatiques difficiles et de catastrophes naturelles. La Société reconnaît les risques découlant des changements climatiques potentiels et a mis en place des plans de réponse appropriés. Les changements climatiques pourraient modifier les conditions météorologiques et accroître la gravité et la fréquence des phénomènes météorologiques extrêmes et des désastres naturels, ce qui pourrait affecter les activités de Hydro One. Les installations de la Société pourraient ne pas résister à de telles éventualités en toute circonstance. Malgré les efforts d'adaptation de Hydro One et les mesures prises pour renforcer la résistance du réseau, les installations de la Société sont exposées à des risques susceptibles de nuire à la résistance du réseau. La Société pourrait aussi être visée par des réclamations pour des dommages découlant d'événements qui pourraient être directement liés aux actifs de la Société (par exemple, des feux de forêt), des réclamations pour des dommages causés par l'omission de transporter ou de distribuer de l'électricité ou des coûts engagés afin de pouvoir continuer à transporter et à distribuer de l'électricité. La Société ne dispose pas d'une assurance contre les dommages causés à ses câbles, poteaux et pylônes de transport et de distribution situés à l'extérieur de ses postes de transport et de distribution dans ces circonstances ou d'autres circonstances. Lorsque d'autres actifs de la Société peuvent être assurés et des demandes d'indemnisation pour dommages peuvent être présentées, une telle assurance peut comporter des franchises, des limites ou des exclusions susceptibles d'exposer la Société à des pertes importantes.

Les pertes de produits d'exploitation et les coûts des réparations pourraient être substantiels, surtout en ce qui concerne bon nombre des installations de la Société qui sont situées dans des régions éloignées.

Si la Société est incapable de recouvrer de tels coûts, cela pourrait avoir une incidence défavorable importante sur ses activités.

Risque lié aux relations de travail

La vaste majorité des employés de la Société sont syndiqués et représentés par le PWU ou la Society. Au cours des dernières années, des efforts considérables ont été déployés afin d'accroître la souplesse de Hydro One pour permettre une exploitation plus efficace sur le plan des coûts. Même si les conventions collectives de la Société sont plus souples qu'auparavant, la Société ne sera pas nécessairement en mesure d'y apporter d'autres améliorations, du moins sans accroître le risque d'interruption de travail. Hydro One a renouvelé sa convention collective avec la Society pour la période allant du 1^{er} octobre 2025 au 31 mars 2028. Hydro One a renouvelé une convention collective avec PWU pour la période allant du 1^{er} octobre 2025 au 31 mars 2028. Hydro One a conclu une convention collective avec le CUSW pour la période allant du 1^{er} mai 2022 au 30 avril 2026. De plus, l'EPSCA et un certain nombre de syndicats du secteur du bâtiment ont conclu des accords qui lient Hydro One du 1^{er} mai 2025 au 30 avril 2030.

Les futures négociations avec les syndicats exposent la Société au risque d'une interruption ou d'un conflit de travail et pourraient compromettre sa capacité à continuer à fournir de l'électricité à ses clients ainsi qu'à d'autres risques possibles pour la sécurité publique et sa réputation. La Société court également des risques financiers liés à sa capacité de négocier des conventions collectives conformes à ses ordonnances tarifaires. N'importe lequel de ces événements pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la Société.

Risques liés à l'état des actifs, aux projets d'immobilisations et à l'innovation

La Société engage continuellement des investissements de maintien et de développement et vérifie continuellement l'état de ses actifs afin de gérer le risque de défaillance de l'équipement et de déterminer si elle doit effectuer des travaux de remise à neuf et des remplacements majeurs dans son infrastructure de transport et de distribution et quand elle devra les effectuer.

Même si le secteur de l'électricité est traditionnellement un secteur mature et stable, l'évolution rapide et radicale de la technologie et l'innovation accrue pourraient avoir des répercussions défavorables importantes sur la Société, notamment une baisse des produits.

L'exécution des programmes de dépenses en immobilisations de la Société repose en partie sur des facteurs externes, comme les approbations de la CEO, les approbations environnementales; les permis municipaux; la planification des interruptions de service avec la SIERE, les producteurs et les clients; le respect de l'échéancier de projets connexes; la disponibilité des fournisseurs d'équipement, des services contractuels et des services de consultation et/ou la variabilité des coûts ou des échéanciers; et la disponibilité des ressources contractuelles, notamment en lien avec la main-d'œuvre et l'équipement. Plusieurs de ces facteurs externes échappent au contrôle de la Société. Il est aussi possible que la société doive obtenir, entre autres, les approbations requises en vertu de la *Loi sur les évaluations environnementales* (Ontario), qui exigent des audiences publiques, la tenue de consultations appropriées avec les communautés autochtones, des approbations d'expropriation de la CEO ou un accès hâtif à la propriété et d'autres activités. L'obtention des approbations ainsi que la mise en œuvre de ces processus peuvent également faire l'objet d'une opposition quant à l'emplacement projeté des dépenses en immobilisations. Tout retard dans l'obtention des approbations requises ou l'incapacité de réaliser des projets d'immobilisations en temps opportun, ou de les réaliser tout court, pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la fiabilité du réseau de transport ou la qualité du service à la clientèle, ou accroître les coûts d'entretien, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la Société. Si la Société ne peut obtenir l'approbation de projets pour lesquels des dépenses ont déjà été engagées, cela pourrait l'empêcher de recouvrer les sommes investies et réduire à néant le rendement prévu. Les actifs touchés pourraient être considérés comme dépréciés, ce qui entraînerait la radiation de leur valeur et aurait un effet défavorable sur le bénéfice net. Si la Société ne peut mettre à exécution ses programmes de dépenses en immobilisations en temps opportun, le rendement de l'équipement pourrait fléchir, ce qui pourrait réduire la capacité du réseau, causer des pannes pour les clients, compromettre la fiabilité du réseau de la Société ou accroître les coûts d'exploitation et d'entretien de ces actifs. L'une ou l'autre de ces conséquences pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la Société.

La concurrence accrue au chapitre de l'aménagement de gros projets de transport et les modifications législatives portant sur la sélection des sociétés de transport d'électricité pourraient empêcher la Société d'étendre son réseau de transport existant, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur celle-ci. La Société pourrait ne pas être sélectionnée pour construire de nouvelles installations de transport dans le cadre d'un processus concurrentiel. Si d'autres parties sont choisies pour construire, détenir en propriété ou exploiter de nouveaux actifs de transport, cela pourrait réduire la part de la Société dans le réseau de transport de l'Ontario. Tout retard dans les projets de telles nouvelles sociétés de transport d'électricité pourrait affecter les projets que réalise présentement la Société dans le but de mettre en service ces nouveaux actifs de transport.

Risque lié aux caractéristiques démographiques de la main-d'œuvre

À la fin de 2025, environ 9 % des employés de la Société, qui participaient aux régimes de prestations déterminées et de cotisations déterminées de la Société, étaient admissibles à la retraite et, d'ici la fin de 2026, ce pourcentage pourrait atteindre environ 11 %. Ces pourcentages ne sont pas répartis également, mais tendent à être plus élevés pour les membres du personnel de la Société qui occupent des postes plus élevés dans la hiérarchie et les membres de la direction. En 2025, environ 4 % des employés de la Société (en hausse par rapport à 2 % en 2024) ont choisi de prendre leur retraite. Par conséquent, le maintien de la réussite de la Société dépendra de sa capacité à continuer d'attirer et de garder à son service suffisamment d'employés compétents pour remplacer ceux qui partiront à la retraite et satisfaire aux exigences de ses programmes de travail.

En outre, la Société prévoit qu'elle devra faire face à une vive concurrence sur le marché de la main-d'œuvre qualifiée dans son secteur. Bon nombre de ses employés actuels et des employés éventuels qu'elle cherchera à recruter possèdent une expérience et des compétences qui sont aussi très recherchées par les autres entreprises du secteur de l'électricité et des entreprises d'autres secteurs. Si Hydro One est incapable d'intéresser, de déployer et de maintenir en poste du personnel compétent au sein de son entreprise, cela pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la Société.

Risque lié au financement par emprunt

La Société prévoit contracter des emprunts pour rembourser sa dette existante et financer une partie de ses dépenses en immobilisations. Les remboursements de capital sur la dette que doit effectuer Hydro One sont élevés, soit 925 millions de dollars en 2026, néant en 2027 et 750 millions de dollars en 2028. En outre, la Société peut prélever à l'occasion des fonds sur ses facilités de crédit consortiales ou émettre des titres d'emprunt à court terme en vertu du programme de papier commercial de 2 300 millions de dollars de Hydro One; ces titres viendraient à échéance un an après leur émission. La Société prévoit aussi engager des dépenses en immobilisations importantes et soutenues. Les flux de trésorerie d'exploitation, après le paiement des dividendes prévus, ne seront pas suffisants pour financer le remboursement de la dette existante de la Société et ses dépenses en immobilisations. La capacité de la Société à obtenir un financement par emprunt suffisant et à un coût raisonnable pourrait subir des contrecoups importants en raison de nombreux facteurs, y compris le cadre réglementaire en Ontario, les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société, les conditions du marché, les notes attribuées à ses titres d'emprunt par les agences de notation, l'incapacité de la Société de respecter ses clauses restrictives et la conjoncture économique générale (notamment la fluctuation des taux d'intérêt ou des événements géopolitiques ou affectant les relations internationales susceptibles d'affaiblir les conditions économiques ou d'accroître la volatilité des marchés financiers). La révision à la baisse des notes de crédit de la Société pourrait limiter le pouvoir de celle-ci d'accéder aux marchés des capitaux d'emprunt et faire croître ses coûts d'emprunt. L'incapacité de la Société à emprunter les sommes nécessaires selon des modalités satisfaisantes pourrait entraver sa capacité à rembourser la dette arrivant à échéance, à financer des dépenses en immobilisations et à respecter d'autres obligations et engagements et, par conséquent, pourrait avoir une incidence négative importante sur la Société. L'intérêt croissant des investisseurs à l'égard du rendement et de la présentation de l'information relativement aux facteurs ESG risque aussi d'affecter le coût et la disponibilité du financement de la Société, puisque ces éléments sont de plus en plus étroitement liés à la qualité des pratiques et des déclarations ESG de la Société, notamment les rapports sur l'affectation des fonds et les rapports d'impact aux termes du cadre de financement durable de Hydro One.

Risque lié au marché, aux instruments financiers et au crédit

Le risque de marché renvoie principalement au risque de pertes qui pourraient résulter de la variation des coûts, des taux de change et des taux d'intérêt. La Société est exposée aux fluctuations des taux d'intérêt puisque son rendement des capitaux propres réglementé est établi au moyen d'une formule qui tient compte des taux d'intérêt prévus. De temps à autre, la Société émet des titres d'emprunt pour refinancer la dette arrivant à échéance et satisfaire les besoins généraux de l'entreprise. La Société est donc exposée aux fluctuations des taux d'intérêt en lien avec l'émission de tels titres d'emprunt. Les fluctuations des taux d'intérêt pourraient aussi affecter la situation de capitalisation du régime de retraite à prestations déterminées de Hydro One, ainsi que l'actif ou le passif au titre des prestations de retraite qui en découle (se reporter également à la rubrique « Risque lié au régime de retraite »). La Société n'est pas exposée actuellement à un risque de change important.

La formule dont la CEO se sert pour calculer le rendement des capitaux propres d'une entreprise réglementée ayant une structure du capital réputée formée à 60 % de capitaux d'emprunt et à 40 % de capitaux propres prévoit des augmentations et des diminutions suivant les variations des taux d'intérêt de référence des titres de créance du gouvernement du Canada et de l'écart de rendement des obligations de sociétés de services publics notées « A ». En ce qui concerne les entreprises de transport et de distribution pendant la période de la méthode de tarification incitative de 2023 à 2027, la CEO ne s'attend pas à recevoir de requêtes visant la mise à jour du rendement des capitaux propres autorisé. Par conséquent, les variations n'auront aucune incidence sur le bénéfice net. La Société est exposée au risque de taux d'intérêt en 2026 et plus tard du fait du refinancement des titres d'emprunt à court et à long terme venant à échéance, et des titres d'emprunt émis pour satisfaire les besoins généraux de

l'entreprise et conformément au cadre de financement durable, lesquels peuvent inclure des titres d'emprunt émis en lien avec la hausse de la base tarifaire. La Société recourt périodiquement à des swaps de taux d'intérêt pour atténuer certains éléments du risque de taux d'intérêt.

Les actifs financiers comportent le risque qu'un cocontractant ne respecte pas ses engagements, entraînant une perte financière. Les instruments financiers dérivés exposent Hydro One au risque de crédit, étant donné que le cocontractant pourrait ne pas respecter ses engagements. Hydro One surveille et réduit au minimum le risque de crédit en recourant à différentes techniques, y compris traiter avec des cocontractants qui jouissent d'une note élevée, limiter le degré d'exposition totale à des cocontractants individuels, conclure des ententes permettant un règlement au net et surveiller la situation financière de ses cocontractants. La Société ne négocie pas de dérivés dans le secteur de l'énergie. La Société doit fournir de l'électricité pour le compte de détaillants d'électricité concurrents et de certaines sociétés de distribution locales aux fins de sa revente à leurs clients. Les concentrations du risque de crédit en résultant sont atténuées grâce à divers accords de garantie, notamment des lettres de crédit, qui sont intégrés aux contrats de service que la Société conclut avec ces détaillants conformément au code des règlements de détail de la CEO.

Une gestion inadéquate de ces risques pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la Société.

Risque lié à la santé et à la sécurité

Le milieu de travail de Hydro One peut comporter des dangers inhérents et poser des risques pour la santé et la sécurité du public, des employés et des entrepreneurs, en plus d'entraîner des impacts éventuels sur les opérations ou les finances. La Société est assujettie aux lois fédérales et provinciales sur la santé et la sécurité et aux règlements connexes. Toute non-conformité à ces exigences pourrait entraîner des pénalités, ternir la réputation de la Société et avoir une incidence défavorable sur ses activités. En cas de non-conformité, elle pourrait faire l'objet d'amendes ou d'autres pénalités. Toute décision réglementaire visant à ne pas autoriser ou à limiter le recouvrement de tels coûts pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la Société.

Risque lié au régime de retraite

Hydro One a mis sur pied le régime de retraite à prestations déterminées de Hydro One à l'intention de la majorité de ses employés. Les cotisations versées sont fondées sur des évaluations actuarielles qui doivent être déposées auprès de l'Autorité ontarienne de réglementation des services financiers une fois tous les trois ans. L'évaluation la plus récente établie au 31 décembre 2024 a été déposée en septembre 2025 et couvre la période de trois ans allant de 2025 à 2027. La prochaine évaluation obligatoire sera datée du 31 décembre 2027 et son dépôt devrait avoir lieu au plus tard en septembre 2028. Les cotisations que Hydro One a versées à son régime de retraite respectent, et devraient continuer à respecter, les besoins de capitalisation minimaux. Les cotisations versées après 2027 dépendront de la situation de capitalisation du régime, laquelle est déterminée en fonction des rendements des placements, des taux d'intérêt et de la variation des prestations et des hypothèses actuarielles à cette date. Si la CEO établissait que certaines des charges de la Société au titre du régime de retraite n'étaient pas recouvrables au moyen des tarifs, cette décision pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la Société, et ce risque pourrait être accru si le montant des cotisations requises augmentait.

À l'heure actuelle, Hydro One présente et recouvre les charges de retraite selon la méthode de la comptabilité de caisse et suit la méthode de la comptabilité d'exercice en ce qui a trait aux autres avantages postérieurs à l'emploi. Le passage de la méthode de la comptabilité de caisse à la méthode de la comptabilité d'exercice pour les coûts de retraite pourrait avoir une incidence négative importante sur les taux payés par les clients ou la Société si la CEO venait à refuser la récupération des coûts.

Se reporter à la rubrique « Risques liés à la réglementation et risques liés aux produits d'exploitation de Hydro One – Risque lié à la récupérabilité des coûts de rémunération totaux » pour en savoir plus sur les risques liés au recouvrement des coûts de retraite.

Risque lié à la propriété de la Province des couloirs de transport

La Province est propriétaire de certains des terrains des couloirs sous-jacents au réseau de transport de la Société. Bien que la loi l'autorise à utiliser les couloirs de transport, la Société pourrait être limitée dans ses options d'agrandir ou d'exploiter ses réseaux. Aussi, d'autres utilisations des couloirs de transport par des tiers parallèlement à l'exploitation des réseaux de la Société, ou l'utilisation de terres adjacentes par des tiers, pourraient faire augmenter les risques liés à la sécurité ou à l'environnement, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la Société.

Risque lié aux litiges

Dans le cours normal de ses activités d'exploitation, la Société devient partie à diverses procédures judiciaires, y compris des procédures réglementaires, des procédures fiscales et des poursuites judiciaires, se rapportant à des cas réels ou allégués de violation des lois, à des demandes en dommages-intérêts en common law, à des blessures corporelles, à des dommages matériels, à des impôts fonciers, à des droits fonciers, à l'environnement, à des différends avec des cocontractants, à des demandes d'indemnisation d'anciens employés et à des revendications et procédures judiciaires de la part de groupes autochtones, et elle est citée à titre de partie dans le cadre de telles procédures ou est assujettie à de telles procédures. Le dénouement des procédures en cours, en instance ou futures ne peut être prédit avec certitude et pourrait se révéler contraire aux intérêts de la Société, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la Société. Même si la Société a gain de cause dans le cadre de l'une ou l'autre de ces procédures judiciaires, celles-ci pourraient être coûteuses en temps et en argent et détourneraient l'attention des membres de la direction et du personnel clé des activités commerciales de la Société, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la Société.

Risque lié au transfert d'actifs liés au transport sur des terres de tiers

Certaines terres sur lesquelles sont situés les actifs liés au transport de la Société appartiennent à des tiers, notamment à la Province et à la Couronne fédérale, et font ou pourraient faire l'objet de réclamations territoriales de la part des Premières Nations. La Société exige des droits d'occupation valides eu égard à de telles terres (permis d'utilisation des terres, servitudes et autres moyens). Si la Société ne dispose pas de droits d'occupation valides relatifs aux terres contrôlées ou détenues par des tiers ou si ses droits d'occupation sont dotés d'une échéance, elle pourrait engager des frais importants afin d'obtenir ou de renouveler de tels droits; si de tels droits d'occupation ne peuvent être renouvelés ou obtenus, la Société pourrait par ailleurs engager des frais importants afin de retirer et déménager ses actifs et restituer les terres en question. Si la Société ne dispose pas de droits d'occupation valides et doit engager des frais pour cette raison, cela pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la Société ou ses activités.

Risque d'atteinte à la réputation, risque lié à l'opinion publique et risque politique

Le risque d'atteinte à la réputation s'entend du risque que de la publicité négative ou des perceptions négatives du public à l'égard de Hydro One et du secteur de l'électricité nuisent aux activités, aux opérations et à la situation financière de Hydro One et affectent défavorablement sa réputation. Une atteinte à la réputation ou à la marque de Hydro One pourrait survenir en raison de l'évolution de l'opinion publique, des perceptions quant à la privatisation de la Société, de l'incapacité de tenir ses promesses envers ses clients et parties prenantes, du non-respect des normes obligatoires de fiabilité établies par la NERC et le NPCC, de la gestion inadéquate des problèmes sociaux soulevés par les employés, les partenaires et les parties prenantes, et d'autres forces externes. Les événements affectant la réputation de Hydro One ou des actions politiques pourraient avoir une incidence négative importante sur ses activités et perspectives, notamment des délais d'obtention des approbations ou de conclusion des ententes nécessaires aux projets ou leur refus, notamment le refus des tarifs demandés, une multiplication des coûts ou des poursuites judiciaires ou mesures réglementaires, et la détérioration des relations avec les parties prenantes et les collectivités. N'importe lequel de ces événements pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la Société ainsi que sur ses activités, sa situation financière et ses résultats d'exploitation.

Risque lié aux acquisitions

Les acquisitions comprennent le risque inhérent que les avantages attendus ne se concrétisent pas, en tout ou en partie, ou qu'ils ne surviennent pas selon l'échéancier prévu, et Hydro One pourrait engager des coûts ou des passifs imprévus importants. La réalisation des avantages escomptés dépendrait, en partie, de la capacité de la Société d'intégrer avec succès l'entreprise acquise, notamment en mobilisant l'attention de la direction et en consacrant les ressources nécessaires pour intégrer les pratiques d'affaires et les fonctions de soutien. L'incapacité de concrétiser les avantages escomptés, le détournement de l'attention de la direction et tout retard ou toute difficulté au chapitre de l'intégration pourraient avoir un effet défavorable sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les flux de trésorerie de la Société.

Risque lié aux maladies infectieuses

Une éclosion de maladie infectieuse, sous la forme d'une épidémie, d'une pandémie ou d'une autre menace pour la santé publique, pourrait avoir un effet défavorable important sur la Société. Cet effet défavorable est difficile à cerner et dépendra de la durée et de la gravité de l'éclosion de maladie infectieuse, des règlements, consignes et mesures des gouvernements, ainsi que des conséquences négatives connexes sur l'économie en général et les conditions du marché. De telles circonstances pourraient plus particulièrement affecter : les activités et les effectifs de la Société, notamment la sécurité de l'approvisionnement (en ce qui concerne tant la disponibilité que le caractère raisonnable des prix), qui, de façon isolée ou globale, pourrait affecter la capacité de la Société de réaliser ses programmes d'exploitation et de travaux d'immobilisations comme prévu, notamment en respectant la portée et le budget; certaines obligations financières de la Société, par exemple les cotisations de retraite et les avantages postérieurs au départ à la retraite en raison des conditions en cours sur les marchés; les produits attendus de la Société; la consommation et la charge globales d'électricité, qui pourraient reculer à court et à long terme; le montant des comptes en souffrances et des créances douteuses, qui pourrait augmenter si les clients de la Société n'ont pas les moyens de payer; la liquidité de la Société et sa capacité de réunir des capitaux; le calendrier des augmentations tarifaires; la capacité de la Société de recouvrer les coûts additionnels et les pertes de revenus liés à l'éclosion; la capacité de la Société d'effectuer les dépôts réglementaires dans les délais prescrits; le calendrier des décisions réglementaires et l'incidence de ces décisions sur la Société ou sa capacité à les mettre en œuvre; et les besoins et attentes des clients et des parties prenantes.

La Société court également des risques et pourrait devoir engager des coûts en lien avec la mise en œuvre de plans de poursuite des activités et l'adaptation des conditions de travail, notamment en ce qui concerne le maintien ou la réduction des effectifs, la distribution des ressources nécessaires aux employés afin d'effectuer leurs tâches essentielles, à distance si possible, et la protection de la santé du personnel. La reprise des activités normales pourrait également comporter des risques et entraîner des coûts. En outre, la Société est tributaire de fournisseurs tiers pour certaines activités et de la solidité de sa chaîne d'approvisionnement internationale. Toute perturbation notable affectant ces fournisseurs ou la chaîne d'approvisionnement en raison de l'éclosion d'une maladie infectieuse pourrait avoir des conséquences négatives importantes pour la Société.

Risques liés à la relation entre la Société, Hydro One Limited et la Province

Propriété indirecte d'actions et influence continue par la Province et emprise sur l'exercice des droits de vote

La Province est actuellement propriétaire d'environ 47,1 % des actions ordinaires en circulation de Hydro One Limited et on s'attend à ce que la Province continue de détenir une participation importante dans les titres comportant droit de vote de Hydro One Limited pour une durée indéterminée.

En raison de sa participation importante dans les actions ordinaires de Hydro One Limited, la Province a le pouvoir de déterminer le résultat des votes des actionnaires de Hydro One Limited ou d'influer considérablement sur celui-ci et on prévoit qu'elle l'aura indéfiniment, sous réserve des restrictions stipulées dans la convention de gouvernance conclue entre Hydro One Limited et la Province le 5 novembre 2015 (la « convention de gouvernance ») (disponible sur SEDAR+ au www.sedarplus.com). Malgré les dispositions de la convention de gouvernance, selon lesquelles la Province a convenu de prendre part aux activités et aux affaires internes de Hydro One Limited à titre d'investisseur et non à titre de gestionnaire, il y a le risque que la Province prenne part aux activités et aux affaires internes de Hydro One Limited à titre d'investisseur d'une manière reflétant les objectifs visés par ses politiques et influe sur la conduite des activités et des affaires internes de Hydro One Limited d'une façon qui ne cadre pas avec les intérêts des autres investisseurs de Hydro One Limited. Nonobstant la convention de gouvernance, et à la lumière des mesures que la Province a prises par le passé, rien ne garantit que la Province ne prendra pas d'autres mesures à l'avenir qui pourraient nuire aux intérêts des investisseurs de Hydro One Limited. Cette influence peut également s'étendre à Hydro One. Par conséquent, la Province peut influer sur les activités et les affaires internes de Hydro One et prendre des décisions, à titre d'actionnaire de Hydro One Limited, d'une manière qui ne cadre pas nécessairement avec les intérêts des autres porteurs de titres de Hydro One. Se reporter à la rubrique « Risques liés aux mesures gouvernementales » plus haut.

Composition du conseil d'administration de Hydro One

Selon la convention de gouvernance, Hydro One Limited a convenu que le conseil d'administration de Hydro One et de Hydro One Networks serait constitué de manière à compter les mêmes membres que le conseil d'administration de Hydro One Limited, sauf si ce dernier en décide autrement. La convention de gouvernance contient des dispositions régissant l'indépendance des membres du conseil de Hydro One Limited et la capacité de la Province de nommer et, dans certains cas, de destituer des administrateurs, ce qui pourrait avoir une incidence indirecte sur la composition du conseil d'administration de Hydro One qui ne cadrerait pas avec les intérêts des autres porteurs de titres de Hydro One. Il y a le risque que la Province nomme ou confirme des personnes qui répondent aux critères d'indépendance, mais qui, selon elle, sont aptes à soutenir et à faire progresser les objectifs visés par ses politiques et accordent un poids disproportionné aux intérêts de la Province dans l'exercice de leur jugement commercial et dans la prise en compte des intérêts des parties prenantes de Hydro One Limited. Ces mêmes personnes, dans la mesure où elles font aussi partie du conseil d'administration de Hydro One, pourraient accorder un poids disproportionné aux intérêts indirects de la Province dans Hydro One dans l'exercice de leur jugement commercial et dans la prise en compte des intérêts des parties prenantes de Hydro One.

Accroissement de la réglementation

Même si, selon la convention de gouvernance, la Province a convenu de prendre part aux activités et aux affaires internes de Hydro One Limited à titre d'investisseur et non à titre de gestionnaire et elle a indiqué qu'elle avait l'intention de réaliser les objectifs de ses politiques au moyen de lois et de règlements, comme elle le ferait pour une autre entreprise de services publics exerçant des activités en Ontario, il y a le risque que la Province exerce ses pouvoirs législatifs et réglementaires pour réaliser les objectifs de ses politiques d'une manière qui aurait une incidence défavorable importante sur la Hydro One Limited, ce qui pourrait également entraîner une incidence défavorable importante sur Hydro One. Se reporter à la rubrique « Risques liés aux mesures gouvernementales » plus haut.

Interdiction de vendre les entreprises de transport ou de distribution de la Société

La *Loi sur l'électricité de 1998* (Ontario) interdit à Hydro One Limited de vendre la totalité ou la quasi-totalité de l'entreprise, des biens ou des actifs de son réseau de transport ou de son réseau de distribution qui sont réglementés par la CEO. Il y a le risque qu'une telle interdiction limite le pouvoir de Hydro One Limited, et donc celui de Hydro One, de conclure des opérations de vente visant une partie importante de chacun des réseaux, même si l'opération avait pu être considérée par ailleurs comme recelant des avantages substantiels pour Hydro One Limited, Hydro One ou leurs porteurs de titres.

ESTIMATIONS ET JUGEMENTS COMPTABLES CRITIQUES

La préparation des états financiers consolidés de Hydro One exige que cette dernière fasse des estimations importantes et formule des jugements critiques qui influent sur les montants constatés à l'égard des actifs, des passifs, des produits et des charges ainsi que sur les informations correspondantes concernant les éventualités. Hydro One fonde ses estimations et jugements sur l'expérience passée, la conjoncture courante et diverses autres hypothèses qu'elle considère comme étant raisonnables dans les circonstances, dont les résultats forment la base sur laquelle s'appuient les jugements quant à la valeur comptable des actifs et des passifs ainsi que la détermination et l'évaluation du traitement comptable de la Société à l'égard des engagements et des éventualités. Les résultats réels peuvent différer de ces estimations et jugements. Hydro One a déterminé que les estimations et jugements comptables critiques qui suivent ont servi à la préparation de ses états financiers consolidés.

Produits

Les produits tirés de la distribution attribuables à la livraison de l'électricité sont fondés sur des tarifs de distribution approuvés par la CEO; ils sont constatés selon la méthode de la comptabilité d'exercice et tiennent compte des produits qui ont été facturés et de ceux qui ne l'ont pas été. Les produits facturés sont fondés sur la quantité d'électricité livrée, comme il a été déterminé d'après les compteurs des clients. À la fin de chaque mois, la quantité d'électricité livrée aux clients depuis la date de la dernière lecture des compteurs ayant fait l'objet d'une facturation est estimée, et les produits non facturés correspondants sont comptabilisés. La consommation d'énergie et les variations de la composition des catégories de clients influent sur l'estimation des produits non facturés.

Actifs et passifs réglementaires

Les actifs réglementaires de Hydro One représentent certaines sommes à recevoir de clients consommateurs d'électricité dans l'avenir et les coûts qui sont reportés à des fins comptables parce qu'il est probable qu'ils seront recouvrés dans les tarifs futurs. De plus, la Société comptabilise des passifs réglementaires qui représentent généralement les montants qui sont remboursables aux clients consommateurs d'électricité dans les tarifs futurs. Les actifs réglementaires de la Société incluent principalement les montants liés aux impôts différés, à la composante non liée au coût des services au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, aux coûts liés aux projets désignés d'Internet à haut débit, aux passifs environnementaux et à la charge de rémunération à base d'actions. Les passifs réglementaires de la Société se rapportent principalement aux comptes d'écart et de report, et comprennent les montants liés au passif au titre des prestations de retraite. Les actifs et passifs réglementaires peuvent être comptabilisés aux fins de l'établissement des tarifs et de la présentation de l'information financière seulement si les montants ont été approuvés pour inclusion dans les tarifs d'électricité établis par la CEO ou si cette approbation est jugée comme étant probable par la direction. Elle évalue continuellement la probabilité que soit recouvré chacun de ses actifs réglementaires et croit toujours qu'il est probable que la CEO tiendra compte de ses actifs réglementaires et de ses passifs réglementaires dans l'établissement des tarifs futurs. Si, ultérieurement, la Société juge qu'il n'est plus probable que la CEO inclue un actif réglementaire ou un passif réglementaire dans l'établissement des tarifs futurs, une valeur comptable respective serait prise en compte dans les résultats d'exploitation de manière prospective à partir de la date à laquelle cette évaluation sera faite par la Société.

Avantages sociaux futurs

Les avantages sociaux futurs de Hydro One comprennent des régimes de retraite, d'avantages postérieurs au départ à la retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi, soit des prestations de retraite, une assurance-vie collective, des soins de santé et des prestations d'invalidité de longue durée offerts aux employés actuels et retraités de la Société. Les coûts des avantages sociaux futurs sont inclus dans les coûts de main-d'œuvre de Hydro One, qui sont imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés dans les coûts des immobilisations corporelles et des actifs incorporels. Les changements des hypothèses influent sur l'obligation au titre des avantages sociaux futurs et sur les montants qui seront imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés pendant les exercices futurs. Les hypothèses et estimations importantes qui suivent ont servi à déterminer les coûts et obligations au titre des avantages sociaux futurs.

Taux d'actualisation moyen pondéré

Le taux d'actualisation moyen pondéré, qui sert à calculer l'obligation au titre des avantages sociaux futurs, est établi à chaque date de clôture d'après les plus récents taux d'intérêt du marché publiés qui sont fondés sur les rendements des obligations de sociétés notées « AA » qui reflètent la durée du régime d'avantages sociaux futurs concerné. Au 31 décembre 2025, le taux d'actualisation a augmenté pour atteindre 5,02 % (4,73 % en 2024) pour les prestations de retraite, tandis qu'il passait à 5,05 % (4,75 % en 2024) pour les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi. La hausse du taux d'actualisation a entraîné une diminution correspondante à des fins comptables du passif au titre du régime de retraite et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi. Le passif est calculé par des actuaires indépendants selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services et les hypothèses reflétant les meilleures estimations de la direction.

Taux de rendement prévu des actifs du régime

Le taux de rendement à long terme prévu des actifs du régime de retraite est de 7,20 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (7,00 % en 2024). Ce taux est fondé sur les attentes à l'égard des taux de rendement à long terme au début de 2025 et reflète la composition cible des actifs du régime de retraite établie dans l'énoncé des politiques et procédures d'investissement du régime de retraite daté du 13 août 2024.

Les taux de rendement des portefeuilles respectifs sont calculés en fonction des indices du marché publiés respectifs. Le taux de rendement prévu des actifs du régime de retraite reflète les prévisions à long terme de la Société. La Société est d'avis que cette hypothèse est raisonnable, car, étant donné la stratégie de placement équilibré du régime de retraite, la volatilité supérieure du rendement des placements en actions est censée être contrebalancée par la plus grande stabilité du rendement des placements à revenu fixe et à court terme. Le résultat net à long terme est un rendement inférieur à ce qu'il aurait été en investissant seulement dans des actions. À court terme, le régime de retraite pourrait enregistrer une fluctuation des taux de rendement réels.

Taux d'augmentation du coût de la vie

Le taux d'augmentation du coût de la vie est déterminé en tenant compte de l'écart entre les obligations à long terme à taux nominal du gouvernement du Canada et ses obligations à rendement réel, ce taux ayant augmenté d'environ 1,81 % par année au 31 décembre 2024 à environ 1,89 % par année au 31 décembre 2025. La Banque du Canada s'étant engagée à maintenir le taux d'inflation à long terme entre 1,00 % et 3,00 %, et en tenant compte des tendances actuelles et prévues, la direction est d'avis qu'il est raisonnable d'utiliser un taux annuel de 2,00 % en tant que taux hypothétique à long terme pour évaluer le passif au titre des avantages sociaux futurs au 31 décembre 2025 (2,00 % en 2024).

Hypothèses relatives aux augmentations salariales

Les augmentations salariales devraient correspondre à la hausse générale des salaires majorée d'une provision pour les augmentations attribuables à une promotion et au mérite pour les membres actuels du régime, et devraient être conformes aux hypothèses relatives aux prix à la consommation et à la croissance des salaires réels. L'échelle des augmentations attribuables à une promotion et au mérite se fonde sur une étude des hypothèses relatives aux augmentations salariales réalisée en 2025. Cette étude a analysé les salaires réels versés de 2019 à 2024 et les données d'évaluation de tous les employés actifs admissibles au régime de retraite à prestations déterminées (ventilés selon l'âge et l'ancienneté) et les futures hausses salariales prévues par Hydro One. L'échelle salariale tient également compte des augmentations salariales négociées sur la durée du contrat.

Hypothèses relatives aux taux de mortalité

Le passif de la Société au titre des avantages sociaux futurs dépend aussi des variations de l'espérance de vie utilisée pour établir les hypothèses relatives aux taux de mortalité. Une augmentation de l'espérance de vie des participants aux régimes entraîne une hausse du passif au titre des avantages sociaux futurs. Pour les régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite, l'hypothèse relative aux taux de mortalité utilisée au 31 décembre 2025 s'établit à 90 % de la table de mortalité 2014 (secteur privé) du rapport *La mortalité des retraités canadiens*, projetée sur une base générationnelle selon une version actualisée de l'échelle d'amélioration de la mortalité provenant du rapport *Recherche sur l'amélioration de la mortalité* publié par l'Institut canadien des actuaires en avril 2024 (l'échelle « AM-2024 »). Les hypothèses au 31 décembre 2024 étaient fondées sur l'échelle d'amélioration de la mortalité CPM-B. Le multiplicateur appliqué à la table de mortalité est basé sur le résultat d'une étude de la mortalité effectuée en 2021. En ce qui concerne le régime d'avantages postérieurs à l'emploi, l'hypothèse relative aux taux de mortalité utilisée au 31 décembre 2025 est conforme aux tables sur l'invalidité et la mortalité de l'*Étude sur le taux de terminaison d'invalidité de longue durée en assurance collective* de l'Institut canadien des actuaires pour 2009 à 2015. Ces tables les plus récentes accessibles au public tiennent compte de l'expérience canadienne et sont généralement utilisées par les promoteurs de régimes du Canada.

Taux tendanciel du coût des soins de santé

Les coûts des avantages postérieurs au départ à la retraite et des avantages postérieurs à l'emploi sont déterminés au début de l'exercice et sont fondés sur des hypothèses relatives aux résultats techniques prévus et à l'inflation du coût des soins de santé à l'avenir. En ce qui concerne les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite, une étude sur le coût tendanciel historique des soins de santé par employé de Hydro One a été menée en 2017. Cette étude reflète le taux tendanciel du coût des soins de santé et dentaires, ainsi que des données macroéconomiques, comme l'évolution à long terme prévue de l'inflation générale et le taux de croissance du PIB réel. Le contexte de forte inflation générale au Canada en 2022 et en 2023 a exercé une pression à la hausse temporaire sur les coûts de certains services médicaux couverts par les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi de Hydro One. Ces effets ont toutefois été quelque peu atténués par la conception des régimes et la réglementation gouvernementale. Ces effets en 2023, ainsi que tout effet résiduel en 2024 et en 2025, ont été reflétés sur la base des résultats techniques réels de 2023 et de 2024 ainsi que des résultats techniques pour l'exercice 2025 à ce jour (au 30 novembre) afin d'établir les hypothèses de coût par employé utilisées dans la préparation de l'information en date du 31 décembre 2025. Sur la base de cette information, aux fins des déclarations en date du 31 décembre 2025, Hydro One a utilisé les mêmes hypothèses concernant le coût tendanciel des soins de santé que celles utilisées au 31 décembre 2024.

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

Les contrôles et procédures de communication de l'information comprennent des processus visant à garantir que l'information est consignée, traitée, résumée et présentée dans les délais stipulés à la direction de la Société, notamment au chef de la direction et au chef des finances et affaires réglementaires, selon le cas, afin de leur permettre de prendre des décisions en temps opportun concernant la présentation de l'information dans le rapport de gestion et les états financiers consolidés. Sous la gouverne du chef de la direction et du chef des finances et affaires réglementaires de la Société, la direction a évalué les contrôles et procédures de communication de l'information à la fin de la période couverte dans le présent rapport. Selon cette évaluation, la direction de la Société a conclu que les contrôles et procédures de communication de l'information de la Société étaient efficaces au 31 décembre 2025.

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière est conçu ou supervisé par le chef de la direction et le chef des finances et affaires réglementaires pour fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers consolidés ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux PCGR des États-Unis. Il comprend les politiques et procédures qui i) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la Société, ii) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers consolidés conformément aux PCGR des États-Unis et que les encaissements et décaissements de la Société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration de la Société et iii) fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de la Société qui pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers consolidés.

La direction de la Société, sous la gouverne du chef de la direction et du chef des finances et affaires réglementaires, a évalué l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société selon les critères établis dans le document intitulé « Internal Control – Integrated Framework (2013) » publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (« COSO »). Sur la foi de cette évaluation, la direction a conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société était efficace au 31 décembre 2025.

Quelle que soit la qualité de sa conception et de son fonctionnement, tout système de contrôle interne ne peut que fournir l'assurance raisonnable que les objectifs de contrôle fixés seront atteints et, en raison de ses limites inhérentes, il ne peut prévenir ni détecter toutes les inexactitudes. En outre, l'efficacité du contrôle interne est affectée par les changements et exposée au risque que cette efficacité évolue au fil du temps.

Aucune modification n'a été apportée à la conception du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 qui a eu, ou qui pourrait vraisemblablement avoir, une incidence importante sur le fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société.

La direction continue de surveiller son système de contrôle interne à l'égard de la communication et de la présentation de l'information et pourrait le modifier de temps à autre si elle le juge nécessaire.

NOUVELLES PRISES DE POSITION COMPTABLES

Le tableau qui suit présente les Accounting Standards Updates (« ASU ») publiées par le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») s'appliquant à Hydro One.

Directives comptables adoptées récemment

Directive	Date de publication	Description	Date d'entrée en vigueur de l'ASU	Incidence sur Hydro One
ASU 2024-02	Mars 2024	Les modifications comprennent des changements de codification qui éliminent plusieurs énoncés conceptuels potentiellement sans conséquence et qui ne sont pas requis pour comprendre ou appliquer les directives ou les références incluses dans de précédents énoncés, afin de fournir des directives concernant certains sujets ciblés.	Exercices ouverts après le 15 décembre 2024.	Aucune incidence au moment de l'adoption
ASU 2023-09	Décembre 2023	Les modifications apportées répondent à la demande des investisseurs d'accroître la transparence de l'information concernant les impôts sur le résultat, notamment en améliorant la présentation d'information sur le rapprochement des taux et les impôts versés.	Périodes annuelles ouvertes après le 15 décembre 2024.	L'adoption de la norme n'a aucune incidence importante sur l'information concernant les impôts sur le résultat présentée par Hydro One.

Directives comptables récemment publiées, mais pas encore adoptées

Directive	Date de publication	Description	Date d'entrée en vigueur de l'ASU	Incidence sur Hydro One
ASU 2023-06	Octobre 2023	Les modifications précisent ou améliorent les exigences de présentation concernant un éventail de sous-sujets inclus dans la Codification du FASB. La plupart des modifications ont pour but de faciliter la comparaison d'entités assujetties aux exigences de présentation existantes de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis et d'entités qui n'étaient pas auparavant assujetties aux exigences de la SEC. De plus, les modifications ont pour effet d'harmoniser les exigences de la Codification et la réglementation de la SEC. Pour toutes les entités, si d'ici le 30 juin 2027, la SEC n'a pas supprimé les exigences applicables prescrites dans les règles Regulation S-X ou Regulation S-K, le contenu en attente de la modification concernée sera supprimé de la Codification et ne s'appliquera à aucune entité.	Deux ans après la date de prise d'effet de la suppression de l'exigence de présentation par la SEC.	À l'étude
ASU 2024-03	Novembre 2024	Les modifications obligent les entités commerciales publiques à présenter dans leurs états financiers intermédiaires et annuels de l'information supplémentaire sur certaines catégories de dépenses qui ne sont généralement pas présentées dans les états financiers actuels.	Périodes annuelles ouvertes après le 15 décembre 2026, et périodes intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2027.	À l'étude
ASU 2025-03	Mai 2025	Les modifications obligent les entités à suivre les directives d'identification de l'acquéreur sur le plan comptable dans les transactions où une entreprise réputée être une entité à détenteurs de droits variables est acquise en contrepartie de titres de participation.	Périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2026.	Aucune incidence au moment de l'adoption
ASU 2025-05	Juillet 2025	Les modifications permettent à toutes les entités de recourir à une mesure de simplification pour estimer les pertes de crédit attendues sur les débiteurs courants et les actifs contractuels relevant du Topic 606, selon l'hypothèse que les conditions en vigueur à la date de clôture restent inchangées pendant toute la durée de vie de l'actif. De plus, les entités autres que les entités commerciales publiques qui choisissent cette mesure peuvent adopter une convention comptable leur permettant de prendre en compte les démarches de recouvrement postérieures à la date de clôture dans leurs pertes de crédit estimées.	Périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2025.	Aucune incidence au moment de l'adoption
ASU 2025-06	Septembre 2025	Les modifications modernisent la comptabilisation des logiciels utilisés en interne en supprimant les références obsolètes à la phase de développement et en instaurant un seuil de capitalisation fondé sur l'autorisation de la direction et la probabilité d'achèvement d'un projet.	Périodes annuelles ouvertes après le 15 décembre 2027.	À l'étude

HYDRO ONE INC.
RAPPORT DE GESTION (suite)
Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

Directive	Date de publication	Description	Date d'entrée en vigueur de l'ASU	Incidence sur Hydro One
ASU 2025-09	Novembre 2025	Les modifications élargissent les critères d'admissibilité à la comptabilité de couverture afin de les harmoniser davantage aux pratiques courantes de gestion des risques. Les principales mises à jour autorisent le regroupement de transactions prévues présentant une exposition semblable, simplifient la couverture de la dette à taux variable à option de choix de taux, et élargissent l'admissibilité de composantes non financières à la couverture. Les modifications modernisent également le traitement de certains dérivés fondés sur des options et corrigent les asymétries dans les relations de couverture double.	Périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2026.	À l'étude
ASU 2025-10	Décembre 2025	Les modifications établissent les PCGR faisant autorité pour les subventions publiques en définissant les règles de comptabilisation, d'évaluation, de présentation et d'information à fournir.	Périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2028.	À l'étude
ASU 2025-11	Décembre 2025	Les modifications donnent des précisions sur les déclarations intermédiaires en dressant la liste complète des informations obligatoires à fournir selon les PCGR pour les périodes intermédiaires. Elles introduisent un principe d'information qui oblige les entités à divulguer les événements significatifs survenus après la période annuelle de présentation de l'information financière. La mise à jour précise également les types de rapports intermédiaires ainsi que la forme et le contenu des états financiers intermédiaires. Dans l'ensemble, ces changements renforcent la clarté et la cohérence sans modifier les obligations d'information existantes.	Périodes intermédiaires comprises dans les périodes annuelles ouvertes après le 15 décembre 2027.	À l'étude
ASU 2025-12	Décembre 2025	Les modifications précisent les directives existantes, corrigent des erreurs et apportent des améliorations mineures à de nombreux Codification Topics, rendant ainsi les exigences plus faciles à comprendre et à appliquer pour les entités.	Périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2026.	À l'étude

SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf le résultat par action ordinaire)	2025	2024	Variation
Produits			
Transport	497	506	(1,8) %
Distribution	1 757	1 583	11,0 %
	2 254	2 089	7,9 %
Charges			
Achats d'électricité	1 287	1 060	21,4 %
Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration			
Transport	87	133	(34,6) %
Distribution	154	207	(25,6) %
Autres activités	7	16	(56,3) %
	248	356	(30,3) %
Amortissement et coûts de retrait d'actifs	285	285	— %
	1 820	1 701	7,0 %
Bénéfice avant les charges de financement, le revenu de participation et la charge d'impôts sur le bénéfice	434	388	11,9 %
Charges de financement	173	161	7,5 %
Revenu de participation	3	—	— %
Bénéfice avant la charge d'impôts sur le bénéfice	264	227	16,3 %
Charge d'impôts sur le bénéfice	29	19	52,6 %
Bénéfice net	235	208	13,0 %
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire de Hydro One	234	207	13,0 %
Résultat de base et dilué par action ordinaire	1 645 \$	1 455 \$	13,1 %
Actifs mis en service			
Transport	953	754	26,4 %
Distribution	351	342	2,6 %
	1 304	1 096	19,0 %
Investissements en capital			
Transport	629	476	32,1 %
Distribution	303	313	(3,2) %
	932	789	18,1 %

Bénéfice net

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 s'est établi à 234 millions de dollars, en hausse de 27 millions de dollars, ou de 13,0 %, par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, principalement en raison de ce qui suit :

- la baisse des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration, qui s'explique essentiellement par le recul des charges de soutien du siège social; facteur compensé en partie par :
- la diminution des produits, déduction faite des achats d'électricité⁸, qui s'explique par des ajustements réglementaires découlant essentiellement du partage plus important des bénéfices pendant la période à l'étude, facteur en partie compensé par la hausse des produits découlant de la demande de pointe moyenne mensuelle plus élevée et la plus forte consommation d'énergie, ainsi que par l'augmentation des produits tirés de la distribution et du transport découlant des tarifs pour 2025 approuvés par la CEO;
- les charges de financement plus élevées en raison de l'augmentation de l'encours de la dette à long terme, facteur en partie compensé par le montant supérieur des intérêts capitalisés;
- une charge d'impôts sur le bénéfice plus élevée, qui s'explique surtout par le résultat avant impôt plus élevé.

Produits

La baisse d'un exercice à l'autre de 9 millions de dollars, ou de 1,8 %, des produits tirés du transport comptabilisés au cours du trimestre découle principalement de ce qui suit :

- les ajustements réglementaires, y compris le partage plus important des bénéfices au cours de la période à l'étude; facteur contrebalancé en partie par :
- une demande de pointe moyenne mensuelle plus élevée;
- la progression des produits attribuable aux tarifs pour 2025 approuvés par la CEO.

La hausse d'un exercice à l'autre de 174 millions de dollars, ou de 11,0 %, des produits tirés de la distribution au cours du trimestre découle principalement de ce qui suit :

- la hausse des coûts liés aux achats d'électricité qui sont entièrement recouverts auprès des contribuables, ayant un effet neutre sur le bénéfice net;
- la progression des produits attribuable aux tarifs pour 2025 approuvés par la CEO;
- la plus forte consommation d'énergie; facteurs contrebalancés en partie par :
- les ajustements réglementaires, qui sont en grande partie attribuables au partage plus important des bénéfices au cours de la période à l'étude;
- les produits moins élevés du fait des frais d'assistance mutuelle en cas de tempête recouverts auprès de tiers à l'exercice précédent, qui sont compensés dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration et ont donc un effet neutre sur le bénéfice net.

Les produits tirés de la distribution, déduction faite des achats d'électricité⁸, ont reculé de 10,1 % au quatrième trimestre de 2025 par rapport à l'exercice précédent, essentiellement en raison des facteurs suivants :

- les ajustements réglementaires, y compris le partage plus important des bénéfices au cours de la période à l'étude;
- les produits moins élevés du fait des frais d'assistance mutuelle en cas de tempête recouverts auprès de tiers, qui sont compensés dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration et ont donc un effet neutre sur le bénéfice net; facteurs contrebalancés en partie par :
- la progression des produits attribuable aux tarifs pour 2025 approuvés par la CEO;
- la plus forte consommation d'énergie.

⁸ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration

La baisse d'un exercice à l'autre de 46 millions de dollars, ou de 34,6 %, des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées au transport au cours du trimestre a essentiellement découlé des facteurs suivants :

- les indemnités de départ versées à l'exercice précédent;
- la diminution des charges de soutien du siège social;
- la baisse des dépenses liées aux programmes de travaux, notamment en lien avec l'entretien d'installations et la gestion de la végétation.

La baisse d'un exercice à l'autre de 53 millions de dollars, ou de 25,6 %, des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à la distribution au cours du trimestre a essentiellement découlé des facteurs suivants :

- les indemnités de départ versées à l'exercice précédent;
- les éléments ayant un effet neutre sur le bénéfice net, y compris les frais d'assistance mutuelle et les coûts moindres de carburant de Hydro One Remotes, tous deux compensés dans les produits;
- la diminution des charges de soutien du siège social; facteurs en partie compensés par :
- la hausse des dépenses des programmes de travaux, notamment en lien avec des travaux de rétablissement d'urgence du courant et de gestion de la végétation.

Charge d'amortissement et coûts de retrait d'actifs

Au quatrième trimestre de 2025, la charge d'amortissement et de coûts de retrait d'actifs était comparable à celle de la période correspondante de 2024.

Charges de financement

La hausse de 12 millions de dollars, ou de 7,5 %, des charges de financement pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 est essentiellement attribuable à l'augmentation de l'encours de la dette à long terme, facteur en partie compensé par des intérêts capitalisés plus élevés.

Charge d'impôts sur le bénéfice

La charge d'impôts sur le bénéfice pour le quatrième trimestre de 2025 a augmenté de 10 millions de dollars par rapport à celle de la période correspondante de 2024. Ainsi, le taux d'imposition effectif réalisé de la Société s'est établi à environ 11,0 % au quatrième trimestre de 2025, contre environ 8,4 % au quatrième trimestre de l'exercice précédent.

La hausse du taux d'imposition effectif pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 est en grande partie attribuable aux facteurs suivants :

- le résultat avant impôt plus élevé;
- la baisse des écarts temporaires déductibles en regard de l'exercice précédent.

Actifs mis en service

La hausse des actifs de transport mis en service au cours du quatrième trimestre est surtout attribuable à ce qui suit :

- le calendrier des actifs mis en service en lien avec des travaux de remise à neuf de postes et de remplacements, notamment aux postes de transport Bruce A, Merivale et Lauzon;
- les investissements mis en service en lien avec des projets de raccordement de clients; facteurs en partie compensés par :
- les investissements mis en service en lien avec la ligne de transport de Chatham à Lakeshore;
- la diminution du volume de remplacement de lignes et de poteaux en bois.

L'augmentation des actifs de distribution mis en service au cours du quatrième trimestre est surtout attribuable à ce qui suit :

- les investissements mis en service en lien avec l'initiative d'accès à l'Internet à haut débit de l'Ontario;
- les actifs mis en service en lien avec les compteurs avancés 2.0;
- le volume supérieur d'actifs mis en service en lien avec le raccordement de clients; facteurs compensés en partie par :
- le volume moindre de remplacement de poteaux en bois et de lignes;
- le calendrier des actifs mis en service liés à des projets de renforcement des capacités du système;
- les actifs mis en service au centre d'exploitation Orléans à l'exercice précédent.

Investissements en capital

La hausse des investissements en capital liés au transport au cours du quatrième trimestre est surtout attribuable à ce qui suit :

- les investissements plus élevés dans le projet de ligne de transport Waasigan;
- les investissements dans la ligne de transport St. Clair;
- la hausse des dépenses liées aux importants projets de développement;
- la hausse des dépenses liées aux raccordements de clients; facteurs en partie compensés par :
- la diminution du volume de remplacement de lignes et de poteaux en bois.

La baisse des investissements en capital liés à la distribution au cours du quatrième trimestre est surtout attribuable à ce qui suit :

- le volume moindre de remplacement de poteaux en bois;
- les investissements dans le centre de distribution Orillia, le centre d'exploitation Orillia et le centre d'exploitation Orléans;
- le volume moindre de remplacements de transformateurs contenant des BPC; facteurs compensés en partie par :
- les investissements dans l'initiative d'accès à l'Internet à haut débit de l'Ontario;
- les investissements dans les compteurs avancés 2.0.

ÉNONCÉS ET AUTRES INFORMATIONS DE NATURE PROSPECTIVE

Les communications verbales et écrites de la Société au public, y compris le présent document, contiennent souvent des informations de nature prospective au sens donné à ce terme dans les lois canadiennes applicables régissant les valeurs mobilières et des énoncés prospectifs au sens donné à ce terme dans les lois américaines applicables régissant les valeurs mobilières (collectivement, les « énoncés prospectifs »). Ces énoncés prospectifs sont faits conformément aux dispositions d'exonération des lois canadiennes et américaines applicables régissant les valeurs mobilières. Dans le présent document, les énoncés prospectifs sont fondés sur les attentes, estimations, prévisions et projections actuelles à l'égard des activités de la Société et du secteur ainsi que des contextes réglementaires et économiques dans lesquels elle exerce ses activités et elles incluent des prévisions et des hypothèses formulées par la direction de la Société. Ces énoncés prospectifs visent notamment : la stratégie d'entreprise de la Société; les demandes de tarifs de transport et de distribution et les requêtes relatives aux besoins en revenus de la Société, dont la requête conjointe relative aux tarifs et le plan d'investissements envisagé s'y rapportant, y compris les décisions connexes ainsi que les taux acceptés, le recouvrement ainsi que le calendrier et les incidences prévus; les attentes quant à la situation de trésorerie de la Société, ses sources de financement et ses besoins d'exploitation; les attentes quant à la note de crédit de la Société, ainsi que l'incidence de cette notation; les cibles de développement durable; les facilités de crédit d'exploitation; les attentes concernant les activités de financement de la Société; la dette venant à échéance; les projets et initiatives de la Société en cours ou prévus et les investissements en capital prévus, y compris les approbations, les résultats, les coûts, les sources de financement et les dates de mise en service et d'achèvement prévus; les attentes concernant la demande du facteur Z de la Société et les incidences de ses résultats; les obligations contractuelles et autres engagements commerciaux; la *Loi de 2021 sur le développement plus rapide de l'accès à l'Internet à haut débit* ainsi que la réglementation s'y rapportant, et les répercussions prévues; les attentes concernant le programme de subventions du Ministère destiné aux FSI et ses résultats, ainsi que l'échéancier attendu; l'évaluation faite par la Société du recouvrement et des répercussions liés à l'établissement par la CEO des comptes génériques d'écart et de report; les incidences et les résultats prévus des nouveaux paramètres du coût du capital de la CEO; les cotisations futures aux régimes de retraite, y compris les estimations du total des cotisations de retraite de la Société; les attentes relatives au devancement des travaux et à la construction de divers postes de transport et lignes de transport dans le cadre du premier plan intégré des ressources énergétiques de la Province, ainsi que les dates de mise en service ciblées; les conventions collectives et les négociations; la *Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en libérant son économie* et ses répercussions attendues; les attentes de la Société concernant son inscription au registre du Cadre de sélection des transporteurs, sa collaboration attendue avec la SIERE et d'autres intervenants sectoriels à d'éventuels projets d'approvisionnement concurrentiels et les décisions gouvernementales connexes; les mesures financières non conformes aux PCGR; le contrôle interne à l'égard de l'information financière et de la communication de l'information; le programme de billets à moyen terme, y compris le dépôt attendu d'un nouveau prospectus lié au programme de billets à moyen terme; et les directives concernant la comptabilité et les incidences prévues. Les termes et expressions « s'attendre à », « prévoir », « avoir l'intention de », « tenter », « pouvoir », « projeter », « croire », « s'efforcer de », « estimer », « viser », « objectif », « cible » et leurs variantes et autres expressions similaires ainsi que des verbes au futur et au conditionnel servent à signaler ces énoncés prospectifs. Ces énoncés ne sont aucunement une garantie de rendement futur et font intervenir des hypothèses, des risques et des incertitudes que l'on peut difficilement prédire. Par conséquent, les résultats réels pourraient différer considérablement de ceux qu'expriment, sous-entendent ou laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Hydro One n'a pas l'intention de mettre à jour ces énoncés prospectifs et se dégage de toute obligation de le faire, sauf si la loi l'y contraint.

Ces énoncés prospectifs sont fondés sur divers facteurs et hypothèses, notamment les suivants : l'absence de changements imprévisibles du régime législatif et du cadre d'exploitation se rapportant au marché ontarien de l'électricité ou plus précisément, à Hydro One; des décisions favorables de la CEO et d'autres organismes de réglementation sur les demandes en cours et futures, notamment en matière tarifaire; l'absence de retards imprévus dans l'obtention des approbations réglementaires requises; l'absence de changements imprévisibles des ordonnances tarifaires ou des méthodes d'établissement des tarifs applicables aux entreprises de distribution et de transport de la Société; l'absence de changements défavorables de la réglementation environnementale; la poursuite de l'application des PCGR des États-Unis; la stabilité de l'environnement réglementaire; l'absence de modifications importantes apportées aux notes de crédit actuelles de la Société; l'absence de répercussions imprévues de nouvelles prises de position comptables; l'absence de changements quant aux attentes relatives à la consommation d'électricité; l'absence de changements imprévisibles des conditions économiques et du marché; l'achèvement des projets d'exploitation et d'investissement reportés; et l'absence de tout événement important survenant hors du cours normal des activités. Ces hypothèses reposent sur les informations dont la Société dispose actuellement, y compris les informations obtenues auprès de sources indépendantes. Les résultats réels pourraient différer considérablement de ceux que laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Bien que Hydro One ignore l'incidence que pourraient avoir ces différences éventuelles, celles-ci pourraient influencer de manière considérable sur ses activités, ses résultats d'exploitation, sa situation financière et la stabilité de son crédit si de telles différences surviennent. Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement de ceux qu'expriment ou laissent entendre ces énoncés prospectifs incluent notamment les suivants :

- les risques associés à la réglementation et aux produits d'exploitation de Hydro One, notamment les risques liés au rendement réel par rapport aux prévisions, à la concurrence d'autres sociétés de transport d'électricité et autres requêtes soumises à la CEO, aux modèles d'établissement des tarifs de transport et de distribution et au recouvrement des dépenses en immobilisations, à l'obtention d'ordonnances tarifaires ou à la récupérabilité des coûts de rémunération totaux;
- les risques associés à la détention par la Province d'actions de Hydro One Limited et aux autres relations que Hydro One entretient avec la Province, y compris l'éventualité de conflits d'intérêts survenant entre Hydro One, la Province et des apparentés, les risques associés à l'exercice par la Province d'autres pouvoirs législatifs et réglementaires, le risque lié à la capacité de la Société à attirer et à retenir des dirigeants qualifiés ou le risque d'abaissement de la note de crédit de la Société et son incidence sur le financement et les liquidités de la Société;
- le risque lié à l'emplacement des actifs de la Société sur des terres appartenant à des réserves, le risque que les activités d'exploitation et les autres activités de la Société puissent obliger la Couronne à consulter les communautés autochtones et, éventuellement, à prendre des mesures d'accommodation à leur égard et le risque que Hydro One ait à engager des coûts importants pour transférer des actifs situés dans des réserves;
- le risque que la Société soit incapable de respecter les exigences prévues par la loi ou la réglementation ou qu'elle doive engager, pour s'y conformer, des frais supplémentaires qu'elle ne pourrait pas recouvrer par le biais des tarifs;
- le risque que les installations de Hydro One soient exposées à des intempéries, désastres naturels, événements d'origine humaine ou autres phénomènes imprévus pour lesquels la Société n'est pas assurée ou par suite desquels la Société pourrait faire l'objet de demandes d'indemnisation;
- les risques associés à la sécurité des systèmes d'information ou au maintien d'une infrastructure complexe de TI et de TO, notamment les pannes, les cyberattaques ou les accès non autorisés aux systèmes de TI et de TO de la Société;
- le risque lié au non-respect de la réglementation environnementale ou à l'impossibilité de recouvrer les dépenses environnementales par le biais des demandes tarifaires et le risque que les hypothèses sous-jacentes aux passifs environnementaux comptabilisés et aux actifs réglementaires connexes puissent changer;
- le risque de conflits de travail et la possibilité que la Société soit incapable de négocier ou de renouveler des conventions collectives adéquates selon des modalités acceptables et conformes aux décisions tarifaires de la Société;
- le risque que la Société échoue à mettre en œuvre les programmes d'investissement nécessaires au bon fonctionnement de ses actifs ou à réaliser ces programmes en temps opportun ou le risque de concurrence accrue au chapitre de l'aménagement de gros projets de transport et les modifications législatives portant sur la sélection des sociétés de transport d'électricité;
- le risque lié à l'état des actifs, aux projets d'immobilisations et à l'innovation, y compris l'opposition du public aux projets planifiés et/ou aux délais d'obtention des approbations ou de conclusion des ententes nécessaires aux projets ou leur refus;
- les risques liés aux caractéristiques démographiques de la main-d'œuvre de la Société et à l'incapacité potentielle de celle-ci d'attirer et de fidéliser un personnel qualifié;
- le risque que la Société ne parvienne pas à obtenir un financement suffisant ainsi qu'à un coût raisonnable pour rembourser la dette arrivant à échéance et financer les investissements en capital, le risque que la note de crédit de la Société soit abaissée ou les risques associés à l'intérêt des investisseurs envers le rendement en matière de facteurs ESG et la communication d'information sur ces facteurs;

- le risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt et à l'incapacité éventuelle de gérer le risque de crédit et le risque lié aux instruments financiers;
- les risques liés à l'incertitude économique ainsi qu'à la volatilité des marchés financiers;
- le risque lié à l'incapacité à réduire les risques importants liés à la santé et à la sécurité;
- le risque que les coûts liés aux régimes de retraite de la Société ne puissent pas être recouverts par le biais des tarifs futurs et l'incertitude qui entoure le traitement que les organismes de réglementation réserveront aux coûts des régimes de retraite, des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages postérieurs au départ à la retraite;
- l'incidence de la propriété par la Province de terrains essentiels au réseau de transport de la Société;
- le risque que les procédures judiciaires soient coûteuses en temps et en argent ou détournent l'attention des membres de la direction et du personnel clé des activités commerciales de la Société;
- les conséquences si la Société ne dispose pas de droits d'occupation valides relatifs aux terres contrôlées ou détenues par des tiers et les risques liés aux droits d'occupation dotés d'une échéance;
- le risque lié aux événements affectant la réputation de Hydro One et aux actions politiques se rapportant à Hydro One et au secteur de l'électricité;
- la possibilité que Hydro One doive engager des charges importantes pour remplacer des fonctions actuellement imparties advenant que les conventions conclues soient résiliées ou arrivent à échéance avant qu'un nouveau fournisseur de services soit choisi;
- le risque lié aux acquisitions, y compris l'incapacité de concrétiser les avantages escomptés de l'acquisition, ou selon l'échéancier prévu, et les coûts imprévus qui peuvent en découler;
- le risque d'une éclosion de maladie infectieuse;
- l'incapacité de la Société à continuer à dresser ses états financiers conformément aux PCGR des États-Unis;
- le risque lié à l'incidence de quelque nouvelle prise de position comptable.

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs ci-dessus n'est pas exhaustive. Certains de ces risques et autres facteurs sont analysés plus en détail à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion.

De plus, Hydro One tient à avertir le lecteur que les informations incluses dans le présent rapport de gestion à propos des perspectives de la Société sur certains sujets, y compris les investissements futurs éventuels de celle-ci, ne sont fournies que pour donner une idée de la nature de certains des plans futurs de la Société et peuvent ne pas convenir à d'autres fins.

Des informations additionnelles sur Hydro One, y compris sa notice annuelle, sont disponibles sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.com, sur le site Web de la Securities and Exchange Commission des États-Unis à l'adresse www.sec.gov/edgar.shtml et sur le site Web de la Société à l'adresse www.HydroOne.com/Investors.