

HYDRO ONE INC. RAPPORT DE GESTION

Pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2024 et 2023

Le présent rapport de gestion doit être lu conjointement avec les états financiers consolidés intermédiaires résumés non audités et les notes y afférentes (les « états financiers consolidés ») de Hydro One Inc. (« Hydro One » ou la « Société ») pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2023. Les états financiers consolidés ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») des États-Unis. Toutes les informations financières paraissant dans le présent rapport de gestion sont présentées en dollars canadiens, sauf indication contraire.

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 30 septembre 2024 et pour le trimestre et la période de neuf mois clos à cette date est fondée sur l'information dont dispose la direction au 6 novembre 2024.

POINTS SAILLANTS FINANCIERS CONSOLIDÉS ET STATISTIQUES

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2024	2023	Variation	2024	2023	Variation
Produits	2 181	1 923	13,4 %	6 358	5 833	9,0 %
Achats d'électricité	1 047	854	22,6 %	3 083	2 662	15,8 %
Produits, déduction faite des achats d'électricité ¹	1 134	1 069	6,1 %	3 275	3 171	3,3 %
Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration	283	283	— %	903	928	(2,7) %
Amortissement et coûts de retrait d'actifs	261	245	6,5 %	772	739	4,5 %
Charges de financement	154	142	8,5 %	456	417	9,4 %
Charge d'impôts sur le bénéfice	59	37	59,5 %	169	169	— %
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire de Hydro One	374	359	4,2 %	967	911	6,1 %
Résultat de base par action ordinaire	2 629 \$	2 524 \$	4,2 %	6 798 \$	6 405 \$	6,1 %
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	616	622	(1,0) %	1 897	1 596	18,9 %
Fonds provenant des activités d'exploitation (FPAE) ¹	640	622	2,9 %	1 762	1 669	5,6 %
Investissements en capital	770	633	21,6 %	2 256	1 769	27,5 %
Actifs mis en service	593	681	(12,9) %	1 352	1 324	2,1 %
Transport : Moyenne mensuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario (MW)	22 694	22 588	0,5 %	21 080	20 916	0,8 %
Distribution : Électricité distribuée aux clients de Hydro One (GWh)	7 691	7 225	6,4 %	23 274	22 579	3,1 %

Aux	30 septembre 2024	31 décembre 2023
Ratio de la dette sur la structure du capital ²	56,8 %	56,1 %

¹ La Société prépare et présente ses états financiers conformément aux PCGR des États-Unis. La Société utilise aussi des mesures financières non conformes aux PCGR pour évaluer ses activités et mesurer le rendement général de ses entreprises sous-jacentes. Les produits, déduction faite des achats d'électricité et les FPAE sont des mesures financières non conformes aux PCGR. Les mesures financières non conformes aux PCGR n'ont pas de définition normalisée selon les PCGR, qui sont utilisés pour préparer les états financiers consolidés de la Société, et pourraient ne pas être comparables au calcul de mesures financières semblables utilisées par d'autres entités. 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 les plus directement comparables.

² Le ratio de la dette sur la structure du capital est un ratio non conforme aux PCGR. Les ratios non conformes aux PCGR n'ont pas de définition normalisée selon les PCGR, qui sont utilisés pour préparer les états financiers consolidés de la Société, et pourraient ne pas être comparables au calcul de mesures financières semblables utilisées par d'autres entités. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR » pour un complément d'information sur ce ratio non conforme aux PCGR et les éléments qui le composent.

VUE D'ENSEMBLE

L'entreprise de transport de la Société est formée d'un réseau de transport d'électricité exploité par ses filiales, notamment Hydro One Networks Inc. (« Hydro One Networks ») et Hydro One Sault Ste. Marie LP et d'une participation d'environ 66 % dans B2M Limited Partnership (« B2M LP »), ainsi que d'une participation d'environ 55 % dans Niagara Reinforcement Limited Partnership (« NRLP »).

L'entreprise de distribution de Hydro One est formée d'un réseau de distribution d'électricité exploité par ses filiales, Hydro One Networks et Hydro One Remote Communities Inc. (« Hydro One Remotes »).

Le secteur Autres activités englobe certaines activités du siège social, et n'est pas une entreprise à tarifs réglementés.

Pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2024 et 2023, les secteurs d'activité de Hydro One représentaient la proportion suivante des produits totaux de la Société :

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	2024	2023
Transport	28 %	29 %
Distribution	72 %	71 %

Après ajustement visant à tenir compte du recouvrement des coûts liés aux achats d'électricité, les secteurs d'activité de Hydro One représentaient la proportion suivante des produits totaux de la Société, déduction faite des achats d'électricité¹, pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2024 et 2023 :

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	2024	2023
Transport	54 %	54 %
Distribution	46 %	46 %

Au 30 septembre 2024 et au 31 décembre 2023, les secteurs d'activité de Hydro One représentaient la proportion suivante de l'actif total de la Société :

Aux	30 septembre 2024	31 décembre 2023
Transport	60 %	60 %
Distribution	39 %	39 %
Autres activités	1 %	1 %

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Bénéfice net

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire de Hydro One pour le trimestre clos le 30 septembre 2024 s'est établi à 374 millions de dollars, en hausse de 15 millions de dollars, ou de 4,2 %, par rapport au trimestre correspondant de 2023. Les facteurs importants ayant influé sur la variation du bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire de Hydro One sont entre autres les suivants :

- la hausse des produits, déduction faite des achats d'électricité¹, qui s'explique par l'augmentation des produits tirés de la distribution et du transport découlant de la décision de la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») sur les tarifs de 2024, ainsi qu'une demande de pointe moyenne mensuelle plus élevée et une plus forte consommation d'énergie;
- une charge d'impôts sur le bénéfice plus élevée, ce qui s'explique surtout par la baisse des écarts temporaires déductibles et le résultat plus élevé avant impôt, ajusté pour tenir compte des éléments ayant un effet neutre sur le bénéfice net;
- des charges de financement plus élevées en raison des intérêts accrus sur la dette à long terme, facteur en partie compensé par un volume moyen moins élevé de billets à court terme en circulation et des intérêts capitalisés plus élevés;
- l'augmentation de l'amortissement et des coûts de retrait d'actifs, qui s'explique essentiellement par la croissance des immobilisations à mesure que la Société poursuit la mise en service de nouveaux actifs et par les coûts de retrait d'actifs plus élevés, qui est en partie compensée par l'amortissement moindre des actifs réglementaires.

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 s'est établi à 967 millions de dollars, en hausse de 56 millions de dollars, ou de 6,1 %, par rapport à la même période en 2023. Les résultats depuis le début de l'exercice ont subi l'influence de facteurs semblables à ceux susmentionnés. Malgré l'effet neutre sur le bénéfice net, les résultats d'exploitation depuis le début de l'exercice ont aussi été affectés par 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 ») approuvé par la CEO (se reporter à la rubrique « Réglementation – Actif d'impôts différés » pour un complément d'information), qui a donné lieu à une diminution des produits, laquelle a été compensée par une charge d'impôts moins élevée.

¹ Les produits, déduction faite des achats d'électricité, sont une mesure financière non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

Produits

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2024	2023	Variation	2024	2023	Variation
Transport	630	594	6,1 %	1 766	1 710	3,3 %
Distribution	1 551	1 329	16,7 %	4 592	4 123	11,4 %
Total des produits	2 181	1 923	13,4 %	6 358	5 833	9,0 %
Transport	630	594	6,1 %	1 766	1 710	3,3 %
Produits tirés de la distribution, déduction faite des achats d'électricité ¹	504	475	6,1 %	1 509	1 461	3,3 %
Total des produits, déduction faite des achats d'électricité ¹	1 134	1 069	6,1 %	3 275	3 171	3,3 %
Transport : Moyenne mensuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario (MW)	22 694	22 588	0,5 %	21 080	20 916	0,8 %
Distribution : Électricité distribuée aux clients de Hydro One (GWh)	7 691	7 225	6,4 %	23 274	22 579	3,1 %

¹ Les « produits, déduction faite des achats d'électricité » sont une mesure financière non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

Produits tirés du transport

Les produits tirés du transport ont augmenté de 6,1 % comparativement au trimestre clos le 30 septembre 2023, sous l'effet principalement des facteurs suivants :

- la hausse des produits attribuable à la décision de la CEO sur les tarifs de 2024;
- une demande de pointe moyenne mensuelle plus élevée; facteurs en partie compensés par :
- les éléments ayant un effet neutre sur le bénéfice net, notamment les produits moindres attribuables au recouvrement des actifs réglementaires autorisé par la CEO au cours de la période précédente qui sont compensés dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Les produits tirés du transport ont augmenté de 3,3 % en regard de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, essentiellement en raison de facteurs semblables à ceux susmentionnés, qui ont été en partie compensés par la diminution des produits en lien avec l'échéance de la période de recouvrement de l'actif d'impôts différés qui est compensée dans la charge d'impôt et a ainsi un effet neutre sur le bénéfice net.

Produits tirés de la distribution

Les produits tirés de la distribution ont augmenté de 16,7 % comparativement au trimestre clos le 30 septembre 2023, 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 à la décision de la CEO sur les tarifs de 2024;
- la plus forte consommation d'énergie.

Les produits tirés de la distribution ont augmenté de 11,4 % en regard de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, essentiellement en raison de facteurs semblables à ceux susmentionnés, qui ont été en partie compensés par la diminution des produits en lien avec l'échéance de la période de recouvrement de l'actif d'impôts différés et des revenus moindres de Hydro One Remotes, qui sont compensés dans la charge d'impôt et les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration, respectivement, et ont ainsi un effet neutre sur le bénéfice net.

Les produits tirés de la distribution, déduction faite des achats d'électricité² ont augmenté de 6,1 % et de 3,3 % par rapport au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, respectivement, en grande partie en raison des facteurs susmentionnés, après les ajustements au titre du recouvrement des coûts liés aux achats d'électricité.

² Les « produits, déduction faite des achats d'électricité » sont une mesure financière non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2024	2023	Variation	2024	2023	Variation
Transport	119	116	2,6 %	362	373	(2,9) %
Distribution	156	164	(4,9) %	521	541	(3,7) %
Autres activités	8	3	166,7 %	20	14	42,9 %
	283	283	— %	903	928	(2,7) %

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

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées au transport ont augmenté de 2,6 % par rapport au trimestre clos le 30 septembre 2023, principalement en raison des facteurs suivants :

- la hausse des dépenses des programmes de travaux qui est surtout attribuable à l'entretien de postes et de lignes et à la gestion de la végétation; facteur en partie compensé par :
- les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration moins élevées découlant du recouvrement autorisé par la CEO de charges reportées historiques, qui sont compensées dans les produits et ont un effet neutre sur le bénéfice net.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées au transport ont reculé de 2,9 % par rapport à la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, principalement en raison des facteurs susmentionnés, et ont été atténuées davantage par le produit d'assurance reçu en 2024 et la diminution des charges de soutien du siège social.

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 reculé de 4,9 % par rapport au trimestre clos le 30 septembre 2023, principalement en raison des facteurs suivants :

- la diminution des charges de soutien du siège social;
- les ajustements réglementaires, y compris le recouvrement réglementaire prévu de certains coûts conformément au compte d'écart au titre de la *Loi pour un Ontario connecté* approuvé par la CEO;
- l'augmentation de la provision pour créances douteuses; facteurs compensés en partie par :
- les dépenses accrues liées aux programmes de travaux, notamment en lien avec les programmes destinés aux clients et les efforts de rétablissement d'urgence du courant.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à la distribution ont reculé de 3,7 % par rapport à la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, essentiellement en raison de facteurs semblables à ceux susmentionnés, mais aussi des coûts de carburant moindres de Hydro One Remotes, qui sont entièrement compensés par les produits et ont ainsi un effet neutre sur le bénéfice net.

Amortissement et coûts de retrait d'actifs

La charge d'amortissement et des coûts de retrait d'actifs a progressé de 16 millions de dollars et de 33 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, respectivement, en regard des périodes correspondantes de 2023. La hausse d'une période à l'autre sur un an découle essentiellement de 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 et des coûts de retrait d'actifs plus élevés, qui sont compensés en partie par l'amortissement moindre des actifs réglementaires.

Charges de financement

La hausse de 12 millions de dollars et de 39 millions de dollars des charges de financement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, respectivement, est essentiellement attribuable aux taux d'intérêt plus élevés sur la dette à long terme, ce qui s'explique par les taux d'intérêt moyens pondérés plus élevés et l'augmentation de l'endettement moyen, facteur en partie compensé par un volume moyen moins élevé de billets à court terme en circulation et des intérêts capitalisés plus élevés.

Charge d'impôts sur le bénéfice

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2024, la charge d'impôts sur le bénéfice a totalisé 59 millions de dollars, contre 37 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2023. La hausse de 22 millions de dollars d'un exercice à l'autre est surtout attribuable à ce qui suit :

- la baisse des écarts temporaires déductibles;
- le résultat avant impôt plus élevé, ajusté pour tenir compte des éléments ayant un effet neutre sur le bénéfice net; facteurs en partie compensés par :
- les éléments ayant un effet neutre sur le bénéfice net, y compris le recouvrement autorisé par la CEO de charges reportées comptabilisées à titre d'actifs réglementaires au cours de périodes précédentes, qui sont compensés par une diminution correspondante des produits et ont donc un effet neutre sur le bénéfice net.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, la charge d'impôts sur le bénéfice a totalisé 169 millions de dollars, contre une charge de 169 millions de dollars pour la période correspondante de 2023. Cette variation sur un an s'explique surtout par des facteurs semblables à ceux susmentionnés, mais aussi par la diminution de la charge d'impôts attribuable à l'échéance de la période de recouvrement de l'actif d'impôts différés le 30 juin 2023, qui est compensée par une baisse des produits et a donc un effet neutre sur le bénéfice net.

Le taux d'imposition effectif de la Société s'est établi à environ 13,5 % et 14,8 % pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, respectivement, contre environ 9,3 % et 15,5 % pour les périodes correspondantes de 2023. La hausse de 4,2 % et la baisse de 0,7 % au cours des périodes respectives étaient essentiellement attribuables 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 et des besoins de trésorerie, 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 6 novembre 2024, 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 6 novembre 2024, aucune action privilégiée n'était émise et en circulation.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION TRIMESTRIELS

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf le résultat par action ordinaire et le ratio)	30 sept. 2024	30 juin 2024	31 mars 2024	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022
Produits	2 181	2 019	2 158	1 966	1 923	1 845	2 065	1 851
Achats d'électricité	1 047	940	1 096	990	854	798	1 010	895
Produits, déduction faite des achats d'électricité ¹	1 134	1 079	1 062	976	1 069	1 047	1 055	956
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire	374	296	297	181	359	267	285	181
Résultat de base par action ordinaire	2 629 \$	2 081 \$	2 088 \$	1 273 \$	2 524 \$	1 877 \$	2 004 \$	1 273 \$
Ratio de couverture par le bénéfice ²	2,8	2,8	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,4

¹ Les « produits, déduction faite des achats d'électricité » sont une mesure non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

² Le ratio de couverture par le bénéfice est un ratio non conforme aux PCGR calculé sur une période mobile de 12 mois. Les ratios non conformes aux PCGR n'ont pas de définition normalisée selon les PCGR, qui sont utilisés pour préparer les états financiers consolidés de la Société, et pourraient ne pas être comparables au calcul de mesures financières semblables utilisées par d'autres entités. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR » pour un complément d'information sur ce ratio non conforme aux PCGR et les éléments qui le composent.

Les variations des produits et du bénéfice net 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 ci-dessous présente les actifs de Hydro One mis en service au cours des trimestres et des périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2024 et 2023 :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2024	2023	Variation	2024	2023	Variation
Transport	323	331	(2,4) %	677	659	2,7 %
Distribution	270	350	(22,9) %	675	665	1,5 %
Total des actifs mis en service	593	681	(12,9) %	1 352	1 324	2,1 %

Actifs de transport mis en service

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2024, les actifs de transport mis en service ont reculé de 8 millions de dollars, ou de 2,4 %, par rapport au trimestre correspondant de 2023, essentiellement en raison des facteurs suivants :

- le volume moindre de travaux de remise à neuf de lignes;
- le calendrier des actifs mis en service en lien avec des initiatives liées aux technologies de l'information; facteurs en partie compensés par :
- les investissements mis en service en lien avec les installations d'exploitation et de contrôle du réseau;
- le calendrier des actifs mis en service en lien avec des travaux liés aux clients;
- le volume supérieur de travaux de remplacement de poteaux en bois;
- 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 Porcupine, en partie compensé par le poste de transport Bridgman au deuxième trimestre de 2023.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, les actifs de transport mis en service ont augmenté de 18 millions de dollars, ou de 2,7 %, par rapport à la période correspondante de 2023, essentiellement en raison de facteurs semblables à ceux susmentionnés, mais aussi du calendrier des actifs mis en service en lien avec des travaux de remise à neuf de postes et de remplacements, dont les postes de transport Wilson, Sarnia Scott et Beck n° 2, facteur partiellement compensé par les postes de transport Arnprior et Nanticoke et les actifs mis en service au poste de transport Lennox en 2023.

Actifs de distribution mis en service

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2024, les actifs de distribution mis en service ont baissé de 80 millions de dollars, ou de 22,9 %, par rapport au trimestre correspondant de 2023, essentiellement en raison des facteurs suivants :

- le calendrier des actifs mis en service en lien avec des initiatives liées aux technologies de l'information;
- le calendrier des actifs mis en service liés à des projets de renforcement des capacités du système; facteurs en partie compensés par :
- la hausse des dépenses liées aux raccordements de clients;
- le volume supérieur de travaux de remplacement de poteaux en bois;
- la hausse des dépenses en immobilisations mineures.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, les actifs de distribution mis en service ont augmenté de 10 millions de dollars, ou de 1,5 %, par rapport à la période correspondante de 2023, essentiellement en raison des facteurs suivants :

- le volume supérieur de travaux de remplacement de poteaux en bois;
- la hausse des dépenses liées aux raccordements de clients;
- l'augmentation des dépenses en immobilisations mineures;
- le calendrier des investissements mis en service en lien avec des travaux de remise à neuf de postes et de remplacements;
- le volume supérieur de remplacements d'actifs après tempête; facteurs en partie compensés par :
- le calendrier des actifs mis en service en lien avec des initiatives liées aux technologies de l'information.

Investissements en capital

Le tableau ci-dessous présente les investissements en capital de Hydro One pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2024 et 2023 :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2024	2023	Variation	2024	2023	Variation
Transport						
Maintien	338	293	15,4 %	941	761	23,7 %
Développement	104	65	60,0 %	353	232	52,2 %
Autres	19	26	(26,9) %	90	62	45,2 %
	461	384	20,1 %	1 384	1 055	31,2 %
Distribution						
Maintien	136	96	41,7 %	402	289	39,1 %
Développement	145	121	19,8 %	383	351	9,1 %
Autres	28	32	(12,5) %	87	74	17,6 %
	309	249	24,1 %	872	714	22,1 %
Total des investissements en capital	770	633	21,6 %	2 256	1 769	27,5 %

Investissements en capital liés au transport

Pour le troisième trimestre de 2024, les investissements en capital liés au transport ont augmenté de 77 millions de dollars, ou de 20,1 %, par rapport au trimestre correspondant de 2023, surtout en raison des facteurs suivants :

- les investissements dans la ligne de transport Waasigan du fait des travaux d'aménagement de ligne et d'entretien de poste;
- le volume supérieur de raccordements de clients;
- le calendrier des travaux liés au poste de transport Third Line et au disjoncteur Sault n° 3;
- le montant supérieur investi dans l'équipement particulier nécessaire à la réalisation de projets à long terme;
- la hausse des dépenses pour l'achat de transformateurs.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, les investissements en capital liés au transport ont progressé de 329 millions de dollars, ou de 31,2 %, essentiellement en raison des facteurs mentionnés plus haut, mais aussi du volume accru de travaux de remise à neuf de postes et de remplacement d'équipement, de l'investissement dans la nouvelle ligne de transport St. Clair et le centre de distribution Orillia, du volume supérieur de travaux de remplacement de poteaux en bois, et de la hausse des dépenses en immobilisations mineures.

Investissements en capital liés à la distribution

Pour le troisième trimestre de 2024, les investissements en capital liés à la distribution ont augmenté de 60 millions de dollars, ou de 24,1 %, par rapport au trimestre correspondant de 2023, surtout en raison des facteurs qui suivent :

- les dépenses accrues liées à la remise à neuf de lignes et au remplacement de poteaux en bois;
- la hausse des dépenses liées aux raccordements de clients;
- les investissements dans le centre d'exploitation Orillia, le centre de distribution Orillia et le centre d'exploitation Orleans;
- les investissements dans l'initiative d'accès à haut débit de l'Ontario;
- la hausse des dépenses en immobilisations mineures;
- l'investissement dans le système d'infrastructure de compteurs avancés 2.0; facteurs en partie compensés par :
- les sommes inférieures investies dans des initiatives liées aux technologies de l'information.

Les investissements en capital liés à la distribution ont augmenté de 158 millions de dollars, ou de 22,1 %, au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, surtout en raison de facteurs semblables à ceux mentionnés plus haut, mais aussi de la hausse des dépenses de remplacements d'actifs des suites de tempêtes.

Projets importants d'investissements en capital liés au transport

Le tableau qui suit présente l'état d'avancement des projets de transport importants au 30 septembre 2024 :

Nom du projet	Emplacement	Type	Mise en service prévue	Coût estimatif ¹	Coûts en capital jusqu'à maintenant
			(année)	(millions de dollars)	
Projets de développement					
Ligne de transport de Chatham à Lakeshore ²	Sud-ouest de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	2024	237	202
Ligne d'interconnexion Est-Ouest – expansion de postes ³	Nord de l'Ontario	Nouveau raccordement et expansion de poste	2024	191	190
Mise à niveau de l'infrastructure de transport dans la région de Barrie ⁴	Barrie-Innisfil	Mise à niveau de la ligne et des postes de transport	2024	125	123
Poste de transport Centennial ⁵	Sud de l'Ontario	Nouveau poste de transport et raccordement	2025	229	37
Poste de transport Islington	Sud-ouest de l'Ontario	Nouveau poste de transport et raccordement	2025	109	37
Ligne de transport Waasigan ⁶	Toronto, sud de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	2027	1 200	145
Ligne de transport St. Clair ⁷	Thunder Bay-Atikokan-Dryden	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	2028	472	69
Ligne de transport de Longwood à Lakeshore ⁸	Nord-ouest de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	À déterminer
Deuxième ligne de transport de Longwood à Lakeshore ⁸	Sud-ouest de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	À déterminer
Ligne de transport de Lakeshore à Windsor ⁸	Sud-ouest de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	À déterminer
Lien North Shore ⁹	Sud-ouest de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	À déterminer
Ligne électrique Northeast ⁹	Nord-est de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	À déterminer
Ligne électrique Durham Kawartha ⁹	Nord-est de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	À déterminer
Projets d'investissements de maintien					
Poste de transport Beck n° 2, remplacement des disjoncteurs ¹⁰	Région de Niagara	Maintien du poste	2024	135	131
Poste de commutation Bruce B, remplacement des disjoncteurs ¹¹	Sud-ouest de l'Ontario	Maintien du poste	2025	185	174
Poste de transport Middleport, remplacement des disjoncteurs	Tiverton	Maintien du poste	2025	184	159
Poste de transport Lennox, remplacement des disjoncteurs	Middleport	Maintien du poste	2025	184	159
Circuit Esplanade -Terauley, remplacement des lignes souterraines	Napanee	Maintien du poste	2026	152	139
Remise à neuf du poste de transport Bridgman	Sud-est de l'Ontario	Maintien des lignes	2026	117	53
Poste de transport Bruce A, remplacement du poste extérieur	Toronto	Maintien du poste	2026	108	77
Poste de transport Otto Holden, remise à neuf	Sud de l'Ontario	Maintien du poste	2026	108	77
Poste de transport Merivale, remplacement et mise à niveau ¹²	Tiverton	Maintien du poste	2027	555	273
	Sud-ouest de l'Ontario	Maintien du poste	2028	113	22
	Mattawa	Maintien du poste et mise à niveau	2029	271	80
	Nord-est de l'Ontario				
	Ottawa				
	Est de l'Ontario				

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

² Le projet de ligne de transport de Chatham à Lakeshore comprend la ligne et les installations connexes, et davantage de détails sont fournis aux rubriques « Réglementation » et « Autres événements - Appuyer l'infrastructure essentielle de transport d'électricité dans le sud-ouest de l'Ontario ».

³ L'entrée en service du projet d'interconnexion Est-Ouest se fait par phase. Une portion substantielle du projet est entrée en service au cours de la période 2021-2023 et l'entrée en service finale est prévue en 2024.

⁴ Les projets de mise à niveau de l'infrastructure de transport dans la région de Barrie ont été en grande partie achevés et mis en service.

⁵ 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 2025. 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.

⁶ Le projet de ligne de transport Waasigan comprend les Phases 1 et 2, notamment les améliorations à apporter aux 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 de la Phase 2 en 2027. La première phase du projet devrait entrer en service le plus près possible de la fin de 2025 et est détaillée à la rubrique « Autres événements - Appuyer l'infrastructure essentielle de transport d'électricité dans le sud-ouest de l'Ontario ».

⁷ Le projet de ligne de transport de St. Clair comprend la ligne et les installations connexes, et davantage de détails sont fournis à la rubrique « Autres événements - Appuyer l'infrastructure essentielle de transport d'électricité dans le sud-ouest de l'Ontario ».

⁸ L'étendue et le calendrier de ces renforcements du réseau de transport du sud-ouest de l'Ontario font actuellement l'objet d'un examen.

⁹ L'étendue et le calendrier de ces renforcements du réseau de transport du nord-est et de l'est de l'Ontario font actuellement l'objet d'un examen. La ligne électrique Durham Kawartha était auparavant appelée la ligne Est de la région du Grand Toronto. La ligne électrique Northeast était auparavant appelée la ligne Hanmer-Mississagi. Le lien North Shore était auparavant appelé la ligne Mississagi-Third Line.

¹⁰ Des volets majeurs du projet de remplacement des disjoncteurs du poste de transport Beck n° 2 ont été achevés et mis en service en septembre 2024. Des travaux visant certains éléments mineurs du projet devraient se poursuivre au quatrième trimestre de 2024.

¹¹ Le projet de remplacement des disjoncteurs au poste de commutation Bruce B a été en grande partie achevé et mis en service.

¹² Le projet coordonné comprend à la fois un remplacement d'actif et un agrandissement de poste, dont l'entrée 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 des investissements en capital pour 2024 à 2027 ont été mises à jour au deuxième trimestre de 2024 afin de tenir compte des coûts prévus du projet de ligne de transport St. Clair soumis à la CEO le 28 mai 2024 par voie d'une demande d'autorisation de construire, ainsi que du projet de ligne de transport de Chatham à Lakeshore soumis à la CEO par voie de la requête concernant les besoins en revenus du 12 juillet 2024 (se reporter à la rubrique « Autres événements – Appuyer l'infrastructure essentielle de transport d'électricité dans le sud-ouest de l'Ontario » pour obtenir de plus amples renseignements).

Les tableaux ci-dessous présentent un sommaire des investissements en capital annuels projetés de Hydro One pour les exercices 2024 à 2027, par secteur d'activité :

Par secteur d'activité : (en millions de dollars)	2024	2025	2026	2027
Transport ¹	2 039	2 041	1 714	1 464
Distribution	1 093	1 060	938	884
Total des investissements en capital²	3 132	3 101	2 652	2 348

Par catégorie : (en millions de dollars)	2024	2025	2026	2027
Maintien	1 760	1 618	1 452	1 221
Développement ¹	1 116	1 271	1 024	965
Autres ³	256	212	176	162
Total des investissements en capital²	3 132	3 101	2 652	2 348

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 et approuvé par la CEO.

² Le 31 mars 2022, le ministre de l'Énergie d'alors (le « ministre ») a demandé à la CEO de modifier le permis de transport 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 la ligne de transport St. Clair et trois autres lignes de transport prioritaires afin de répondre à la demande en hausse dans le sud-ouest de l'Ontario (se reporter à la rubrique « Autres événements – Appuyer l'infrastructure essentielle de transport d'électricité dans le sud-ouest de l'Ontario »). Le 23 octobre 2023, le ministre a de nouveau 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 trois lignes de transport prioritaires afin de répondre à la demande en hausse dans le nord-est et l'est de l'Ontario. Les investissements en capital futurs présentés ne comprennent pas les dépenses en immobilisations liées aux six lignes supplémentaires, puisque Hydro One est présentement en train d'évaluer la portée et le calendrier des travaux.

³ Les autres investissements en capital comprennent les investissements dans la flotte, l'immobilier, les technologies de l'information, les technologies d'exploitation 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.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	616	622	1 897	1 596
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	336	46	643	(205)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(799)	(668)	(2 323)	(1 849)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	153	—	217	(458)

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2024, les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont reculé de 6 millions de dollars par rapport au trimestre correspondant de 2023. Cette baisse s'explique par divers facteurs, dont les suivants :

- la diminution de l'insuffisance du fonds de roulement net qui s'explique surtout par le montant supérieur des soldes des débiteurs et le coût moins élevé de l'électricité à payer à la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (la « SIERE ») sous l'effet des tarifs inférieurs facturés, facteur compensé en partie par les montants inférieurs à recevoir de la SIERE en raison de la baisse des produits tirés du transport et des charges à payer plus élevées;
- la variation des soldes du compte réglementaire; facteurs compensés en partie par :
- le résultat plus élevé avant impôt.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 301 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2023. Cette augmentation est en grande partie attribuable aux facteurs suivants :

- l'augmentation de l'insuffisance du fonds de roulement net qui s'explique surtout par le montant plus élevé des charges à payer, le coût supérieur de l'électricité à payer à la SIERE en raison des plus importants volumes achetés, et le montant supérieur des débiteurs;
- la variation des soldes du compte réglementaire;
- le résultat plus élevé avant impôts.

Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement

Les rentrées nettes liées aux activités de financement ont augmenté de 290 millions de dollars et de 848 millions de dollars, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Ces variations sont le résultat de divers facteurs, notamment les suivants :

Sources de liquidités

- Au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, la société a émis des titres d'emprunt à long terme d'un montant de 1 216 millions de dollars et de 2 016 millions de dollars, respectivement, comparativement à une émission de 425 millions de dollars et de 1 475 millions de dollars pour les périodes correspondantes de l'exercice précédent.
- Au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, la Société a reçu un produit de 705 millions de dollars et de 2 300 millions de dollars, respectivement, lié à l'émission de billets à court terme, comparativement à un produit de 2 120 millions de dollars et de 5 480 millions de dollars aux périodes correspondantes de l'exercice précédent.

Affectations des liquidités

- Au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, la Société a remboursé des billets à court terme d'un montant de 1 375 millions de dollars et de 2 370 millions de dollars, respectivement, comparativement à un remboursement de 2 295 millions de dollars et de 5 930 millions de dollars aux périodes correspondantes de l'exercice précédent.
- Au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, la Société a remboursé des titres d'emprunt à long terme d'un montant de néant et de 700 millions de dollars, contre néant et 731 millions de dollars versés aux périodes correspondantes de l'exercice précédent.
- Au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, les dividendes sur les actions ordinaires ont totalisé 203 millions de dollars et 566 millions de dollars, respectivement, contre 176 millions de dollars et 517 millions de dollars versés aux périodes correspondantes de 2023.

Sorties nettes liées aux activités d'investissement

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 ont augmenté de 131 millions de dollars et de 474 millions de dollars, respectivement, en regard des périodes correspondantes de 2023, surtout en raison des investissements en capital plus élevés. Se reporter à la rubrique « Investissements en capital » pour une comparaison des investissements en capital effectués par la Société au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport à l'exercice précédent.

LIQUIDITÉS ET STRATÉGIE DE FINANCEMENT

Les liquidités à court terme proviennent des FPAE³, 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 30 septembre 2024, l'encours du papier commercial de Hydro One se chiffrait à 210 millions de dollars, comparativement à 279 millions de dollars au 31 décembre 2023. En outre, la Société dispose de facilités de crédit bancaire consenties, non garanties et renouvelables (les « facilités de crédit d'exploitation ») dont le solde totalise 3 050 millions de dollars au 30 septembre 2024. Les facilités de crédit d'exploitation comprennent un mécanisme qui ajuste à la hausse ou à la baisse le coût du financement 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 2024, Hydro One a augmenté de 750 millions de dollars le montant engagé aux termes des facilités de crédit d'exploitation et leur date d'échéance a été prorogée de 2028 à 2029. Aucun montant n'avait été prélevé sur les facilités de crédit d'exploitation au 30 septembre 2024 ou au 31 décembre 2023. 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 FPAE³ prévus devraient suffire à financer les besoins de la Société en matière d'exploitation.

Au 30 septembre 2024, l'encours de la dette à long terme de la Société représentait un montant en capital de 16 320 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 débetures arrivant à échéance entre 2025 et 2064 et au 30 septembre 2024, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance de ces effets était d'environ 13,9 ans (14,0 ans au 31 décembre 2023) et leur taux d'intérêt nominal moyen pondéré, de 4,3 % (4,2 % au 31 décembre 2023).

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. Depuis le dépôt de ce prospectus préalable de base simplifié en février 2024, la Société n'est plus autorisée à émettre des billets supplémentaires aux termes du précédent prospectus lié au programme de billets à moyen terme déposé en juin 2022.

Conformité

Au 30 septembre 2024, 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

Le 10 juin 2024, S&P Global Ratings a révisé à la hausse la note de la dette à long terme de la Société, la faisant passer de A- à A, et celle de son papier commercial de A-1 (bas) à A-1 (moyen). De plus, les prévisions concernant les notes ont été révisées de positives à stables.

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, l'évolution de sa situation financière, ses produits ou charges, ses résultats d'exploitation, sa situation de trésorerie, ses dépenses en immobilisations ou ses sources de financement.

³ Les FPAE sont une mesure financière non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

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 30 septembre 2024 (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	16 320	750	1 325	1 300	12 945
Dette à long terme – Paiements d'intérêts	9 954	694	1 285	1 190	6 785
Billets à court terme à payer	210	210	—	—	—
Cotisations de retraite ¹	475	81	180	189	25
Obligations liées à l'environnement ainsi qu'à la mise hors service d'immobilisations	108	23	10	2	73
Conventions d'impartition et autres ententes	132	65	42	12	13
Conventions liées aux actifs immobilisés	257	67	183	7	—
Obligations locatives	59	16	29	13	1
Entente à long terme visant les logiciels et les compteurs	30	8	20	2	—
Total des obligations contractuelles	27 545	1 914	3 074	2 715	19 842
Autres engagements commerciaux (selon l'année d'échéance)					
Facilités de crédit d'exploitation	3 050	—	—	3 050	—
Lettres de crédit ²	171	171	—	—	—
Garanties ³	475	475	—	—	—
Total des autres engagements commerciaux	3 696	646	—	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 2023 et a été publiée le 23 septembre 2024.

² Les lettres de crédit sont constituées de lettres de crédit de 157 millions de dollars liées à des conventions de retraite, d'une lettre de crédit de 7 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.

RÈGLEMENTATION

Actif d'impôts différés

Le 8 avril 2021, la CEO a rendu une décision approuvant le recouvrement des montants de l'actif d'impôts différés attribués aux contribuables et inclus dans les tarifs facturés aux clients pour la période de 2017 à 2021, ainsi que des frais financiers sur une période de recouvrement de deux ans allant du 1^{er} juillet 2021 au 30 juin 2023 (la période de recouvrement de l'actif d'impôts différés). Par ailleurs, la décision de mise en œuvre de l'actif d'impôts différés exigeait que Hydro One ajuste ses besoins en revenus au titre des tarifs de transport et ses tarifs de distribution de base à compter du 1^{er} janvier 2022 afin de ne plus attribuer d'autres économies fiscales aux clients. La décision de mise en œuvre de l'actif d'impôts différés n'a eu aucune incidence sur les FPAE⁴ au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 (augmentation de néant et de 67 millions de dollars en 2023, respectivement) puisque la période de recouvrement a pris fin le 30 juin 2023.

Compte de report des coûts supplémentaires de mise en œuvre des accords d'infonuagique

Le 2 novembre 2023, la CEO a créé un compte de report générique à l'échelle du secteur d'activité, avec prise d'effet le 1^{er} décembre 2023. Dans ce compte, les entités à tarifs réglementés, y compris les distributeurs et les transporteurs d'électricité, peuvent enregistrer les coûts de mise en œuvre des accords d'infonuagique qui s'ajoutent aux montants intégrés aux tarifs de base, ainsi que toutes les économies compensatoires connexes, le cas échéant, en vue d'un recouvrement futur, sous réserve de l'approbation de la CEO. Le 6 mars 2024, la CEO a ouvert une audience qui étudiera la question du compte de report lié aux coûts supplémentaires de mise en œuvre des accords d'infonuagique, pour déterminer notamment le type de taux d'intérêt qui devrait s'appliquer, le cas échéant. Au 30 septembre 2024, la Société n'a enregistré aucun montant dans ce compte, mais évalue l'incidence possible de l'établissement de ce compte sur les périodes futures.

⁴ Les FPAE sont une mesure financière non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

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 2025 à 2029. B2M LP cherche à faire approuver des besoins en revenus moyens de 37,9 millions de dollars pour chacune des années de la période de cinq ans. Le 21 octobre 2024, une proposition de règlement a été soumise à la CEO et n'a pas encore été approuvée par celle-ci. Aux termes de cette proposition, le cadre de tarification envisagé par B2M LP a été accepté, mais comprend une réduction de 3 % des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration proposées et un facteur de réduction composée de 0,15 % des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration.

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 2025 à 2029. NRLP cherche à faire approuver des besoins en revenus moyens de 8,9 millions de dollars pour chacune des années de la période de cinq ans. Le 21 octobre 2024, une proposition de règlement a été soumise à la CEO et n'a pas encore été approuvée par celle-ci. Aux termes de cette proposition, le cadre de tarification envisagé par NRLP a été accepté, mais comprend une réduction de 3 % des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration proposées et un facteur de réduction composée de 0,15 % des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Société en commandite Chatham x Lakeshore Limited Partnership

Le 12 juillet 2024, Hydro One Networks a soumis, au nom de la société en commandite Chatham x Lakeshore Limited Partnership (CLLP), une requête concernant les besoins en revenus de transport pour la période de 2025 à 2029 afin de faire approuver des besoins en revenus moyens de 16,6 millions de dollars pour chacune des années de la période de cinq ans.

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

En mars 2021, 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 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 en novembre 2022 a fait passer le tarif annuel de fixation filaire à un poteau à 36,05 \$ 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 de performance 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, en collaboration avec la CEO et d'autres parties prenantes, a élaboré et mis en œuvre un cadre réglementaire 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 devrait être 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.

AUTRES ÉVÉNEMENTS

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)*, qui recommande l'installation de dispositifs de compensation de puissance réactive dans plusieurs postes du 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 la région du nord de l'Ontario. Ce rapport mentionne des projets développés par Hydro One, y compris le projet d'interconnexion Est-Ouest, la 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 évalue actuellement les répercussions de cette lettre.

Convention d'achat de Chapleau Public Utilities Corporation (« Chapleau Hydro »)

Dans une décision rendue le 18 avril 2024, la CEO a approuvé la demande d'acquisition par Hydro One Networks de la société de distribution d'électricité Chapleau Hydro, située dans le Canton de Chapleau. Le 31 juillet 2024, Hydro One Networks a conclu l'acquisition des activités et des actifs de distribution d'électricité de Chapleau Hydro pour un prix d'achat d'environ 2,3 millions de dollars, sous réserve d'ajustements. On s'attend à ce que les ajustements finaux soient apportés environ 120 jours après la clôture de l'acquisition.

Appuyer l'infrastructure essentielle de transport d'électricité dans le sud-ouest de l'Ontario

Projet de ligne de transport de Chatham à Lakeshore

Dans sa décision et son ordonnance rendues le 24 novembre 2022, la CEO a approuvé la demande d'autorisation de construire la ligne de transport de Chatham à Lakeshore de Hydro One Networks, moyennant des conditions standards d'approbation.

Le 22 avril 2024, la société en commandite CLLP a été créée aux fins de détenir et d'exploiter la ligne de transport. Le 26 avril 2024, Hydro One Networks, au nom de CLLP, a présenté à la CEO une demande visant certaines approbations, notamment l'obtention d'un permis de distribution d'électricité et l'autorisation de vendre des actifs du projet de ligne de transport de Chatham à Lakeshore à CLLP. Dans sa décision et son ordonnance rendues le 25 juillet 2024, la CEO a approuvé cette demande.

Projet de ligne de transport St. Clair

En mars 2022, la Province a émis un décret accompagné d'une directive du ministre à la CEO exigeant que Hydro One Networks entreprenne des travaux d'aménagement de la 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. 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. On s'attend à ce que le projet soit mis en service d'ici 2028.

Appuyer l'infrastructure essentielle de transport d'électricité dans le nord-ouest de l'Ontario

En 2013, la Province a émis un décret accompagné d'une directive du ministre à la CEO exigeant que Hydro One Networks entreprenne des travaux d'aménagement de la ligne de transport Northwest Bulk (dorénavant, la ligne de transport Waasigan) et demande les autorisations nécessaires à cet effet. En réponse à la directive de 2013, la CEO a modifié le permis de transport de Hydro One Networks en 2014 afin de permettre l'aménagement du projet et la demande d'autorisation à cet effet.

Le 25 avril 2023, la Société a reçu de la SIERE une lettre confirmant la nécessité d'une alimentation en électricité fiable dans le nord-ouest de l'Ontario. Dans cette lettre, la SIERE recommande que la phase 2 du projet de ligne de transport Waasigan, une ligne de transport monoterne de 230 kV reliant le poste de transport Mackenzie, situé à Atikokan, au poste de transport Dryden, situé à Dryden, soit mise en service le plus tôt possible après la phase 1 du projet. Cela fait suite à une lettre reçue en mai 2022, dans laquelle la SIERE recommandait que la construction de la phase 1 soit suivie d'une date de mise en service le plus près possible de la fin de 2025.

Le 31 juillet 2023, Hydro One Networks a présenté à la CEO une demande d'autorisation de construire afin de faire approuver le projet de ligne de transport Waasigan. Le 9 novembre 2023, le rapport final d'évaluation environnementale, lequel tenait compte des deux phases du projet, a été remis au ministère de l'Environnement, de la Protection de la nature et des Parcs aux fins d'examen et d'approbation. Dans sa décision et son ordonnance rendues le 16 avril 2024, la CEO a approuvé la demande d'autorisation de construire moyennant des conditions standards d'approbation.

Hydro One a conclu des ententes avec neuf Premières Nations, aux termes desquelles elles ont la possibilité d'acquérir une participation de 50 % dans la composante de ligne de transport du projet.

Le 26 septembre 2024, le ministère de l'Environnement, de la Protection de la nature et des Parcs a approuvé l'évaluation environnementale finale du projet de ligne de transport Waasigan.

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

Le 10 juillet 2023, le ministère de l'Énergie d'alors 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 (voir la rubrique « Projets importants d'investissements en capital liés au transport »). Le 23 octobre 2023, le ministre 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 les trois lignes de transport prioritaires susmentionnées. Le 14 novembre 2023, pour faire suite à la directive du ministre, la CEO a modifié le permis de distribution d'électricité de Hydro One 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 ministère de l'Énergie et de l'Électrification (le « ministère ») propose, sous réserve des approbations requises, de prioriser le projet de transport d'électricité de Wawa-Porcupine et de désigner Hydro One Networks comme transporteur, en partenariat avec le Wabun Tribal Council, ses membres et la Première nation Missanabie Cree. 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 à celui de Porcupine, et dont la mise en service est prévue pour 2030. Le ministère a publié sa proposition le 1^{er} août 2024 et une période de consultation de 45 jours a pris fin le 15 septembre 2024. Les commentaires reçus lors de cette période de consultation orienteront la décision du Ministère en ce qui concerne la désignation proposée de Hydro One Networks comme transporteur, en partenariat avec le Wabun Tribal Council, ses membres et la Première nation Missanabie Cree.

Rapport sur le développement durable

Le rapport sur le développement durable de 2023 de Hydro One Limited, intitulé *A Better and Brighter Future For All: Enabling the Energy Transition*, 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 de 2023 met de l'avant le rôle de Hydro One dans le virage énergétique de l'Ontario et l'électrification de la province. On y présente le rendement lié aux facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG) de la Société, ainsi que les déclarations relatives à ses engagements publics en matière de durabilité.

ÉQUIPE DE LA HAUTE DIRECTION DE HYDRO ONE

Le 20 mars 2024, Hydro One a annoncé la nomination de Renée McKenzie au poste de vice-présidente directrice, Solutions numériques et technologie en date du 25 mars 2024.

Le 3 juin 2024, Hydro One a annoncé la nomination de Harry Taylor au poste de vice-président directeur et de chef des finances et affaires réglementaires, avec prise d'effet le 10 juin 2024. Le 9 juin 2024, Chris Lopez a démissionné de ses fonctions de vice-président directeur et de chef des finances et affaires réglementaires, et a continué d'agir comme conseiller principal de Hydro One jusqu'au 30 juin 2024.

MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

Hydro One a recours à différentes mesures financières pour évaluer son rendement. La Société présente de l'information sur les FPAE en tant que mesure de ses flux de trésorerie et de ses produits, déduction faite des coûts liés aux achats d'électricité, afin de refléter les produits moins les achats d'électricité. Les FPAE et les produits, déduction faite des coûts liés aux achats d'électricité, sont des mesures financières non conformes aux PCGR qui n'ont pas de définition normalisée selon les PCGR, et pourraient ne pas être comparables au calcul de mesures semblables utilisées par d'autres entités. Elles ne doivent pas être prises isolément ni se substituer à d'autres mesures d'analyse de l'information financière de la Société présentée conformément aux PCGR.

Hydro One a également recours à des ratios financiers non conformes aux PCGR, par exemple le ratio de la dette sur la structure du capital et le ratio de couverture par le bénéfice. Les ratios non conformes aux PCGR n'ont pas de définition normalisée selon les PCGR et pourraient ne pas être comparables au calcul de mesures semblables utilisées par d'autres entités. Ils 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.

FPAE

Les FPAE s'entendent des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation après les ajustements servant à rendre compte : i) des variations des soldes hors trésorerie liées aux activités d'exploitation, ii) des dividendes payés sur les actions privilégiées et iii) 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 suivant présente le rapprochement des résultats (comptables) conformes aux PCGR et des résultats (ajustés) non conformes aux PCGR, sur une base consolidée.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	616	622	1 897	1 596
Variations des soldes hors trésorerie liées à l'exploitation	26	2	(127)	81
Distributions à la participation sans contrôle	(2)	(2)	(8)	(8)
FPAE	640	622	1 762	1 669

Produits, déduction faite des achats d'électricité

Les produits, déduction faite des achats d'électricité correspondent aux produits moins les 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 moins les 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 suivants présentent le rapprochement des produits (comptables) conformes aux PCGR et des produits, déduction faite des achats d'électricité (ajustés) non conformes aux PCGR, sur une base consolidée.

Trimestres clos les (en millions de dollars)	30 sept. 2024	30 juin 2024	31 mars 2024	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022
Produits	2 181	2 019	2 158	1 966	1 923	1 845	2 065	1 851
Moins : Achats d'électricité	1 047	940	1 096	990	854	798	1 010	895
Produits déduction faite des achats d'électricité	1 134	1 079	1 062	976	1 069	1 047	1 055	956

Trimestres clos les (en millions de dollars)	30 sept. 2024	30 juin 2024	31 mars 2024	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022
Produits tirés de la distribution	1 551	1 436	1 605	1 459	1 329	1 285	1 509	1 370
Moins : Achats d'électricité	1 047	940	1 096	990	854	798	1 010	895
Produits tirés de la distribution, déduction faite des achats d'électricité	504	496	509	469	475	487	499	475

Ratio de la dette sur la structure du capital

La Société estime que le ratio de la dette sur la structure du capital est un ratio non conforme aux PCGR important pour gérer son endettement. Ce ratio non conforme aux PCGR n'a pas de définition normalisée selon les PCGR des États-Unis et pourrait ne pas être comparable au calcul de mesures semblables utilisées par d'autres entités. Le ratio de la dette sur la structure du capital correspond au total de la dette (qui comprend la dette à long terme totale et les emprunts à court terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie) divisé par le total de la dette plus le total des capitaux propres attribuables à l'actionnaire, exclusion faite de tout montant se rapportant à la participation sans contrôle. La direction estime que le ratio de la dette sur la structure du capital est une mesure utile de la proportion de la dette dans la structure du capital de la Société.

Aux (en millions de dollars)	30 septembre 2024	31 décembre 2023
Billets à court terme à payer	210	279
Ajouter : la dette bancaire	—	17
Moins : la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(217)	—
Dette à long terme (tranche échéant à moins de un an)	750	700
Dette à long terme (tranche à long terme)	15 543	14 286
Total de la dette (A)	16 286	15 282
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire (exclusion faite de la participation sans contrôle)	12 379	11 981
Total de la dette plus les capitaux propres attribuables à l'actionnaire (B)	28 665	27 263
Ratio de la dette sur la structure du capital (A/B)	56,8 %	56,1 %

Ratio de couverture par le bénéfice

Le ratio de couverture par le bénéfice correspond au bénéfice avant les impôts sur le bénéfice et les charges de financement 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. Ce ratio non conforme aux PCGR n'a pas de définition normalisée selon les PCGR des États-Unis et pourrait ne pas être comparable au calcul de mesures semblables utilisées par d'autres entités.

Trimestres clos les (en millions de dollars)	30 sept. 2024	30 juin 2024	31 mars 2024	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire	374	296	297	181	359	267	285	181
Charge d'impôts sur le bénéfice	59	57	53	13	37	66	66	41
Charges de financement	154	155	147	145	142	141	134	125
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice et les charges de financement attribuable à l'actionnaire ordinaire	587	508	497	339	538	474	485	347
Périodes de douze mois closes les (en millions de dollars)	30 sept. 2024	30 juin 2024	31 mars 2024	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice et les charges de financement attribuable à l'actionnaire ordinaire (A)	1 931	1 882	1 848	1 836	1 844	1 836	1 804	1 825
Trimestres clos les (en millions de dollars)	30 sept. 2024	30 juin 2024	31 mars 2024	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022
Charges de financement	154	155	147	145	142	141	134	125
Intérêts capitalisés	24	22	19	18	20	18	15	16
Charges de financement et intérêts capitalisés	178	177	166	163	162	159	149	141
Périodes de douze mois closes les (en millions de dollars)	30 sept. 2024	30 juin 2024	31 mars 2024	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022
Charges de financement et intérêts capitalisés (B)	684	668	650	633	611	586	561	541
Ratio de couverture par le bénéfice = A/B	2,8	2,8	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,4

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 30 septembre 2024. 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. Le tableau qui suit présente un sommaire des opérations entre apparentés qui ont eu lieu au cours des trimestres et des périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2024 et 2023 :

(en millions de dollars)		Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
Apparenté	Opération	2024	2023	2024	2023
SIERE	Achats d'électricité	616	451	1 917	1 596
	Produits tirés des services de transport	625	589	1 754	1 694
	Montants liés aux remises sur les frais d'électricité	301	199	908	628
	Produits tirés de la distribution liés à la protection des tarifs ruraux	64	63	190	187
	Produits tirés de la distribution liés à Wataynikanep Power LP	29	14	89	41
	Produits tirés de la distribution liés à l'approvisionnement en électricité de collectivités dans les régions éloignées du Nord	12	12	36	35
	Financement reçu relativement aux programmes de conservation et de gestion de la demande	—	—	1	1
		3	5	14	12
OPG	Achats d'électricité	3	5	14	12
	Produits tirés de la distribution liés à la prestation de services et à l'approvisionnement en électricité	1	1	4	4
	Produits tirés du transport liés à la prestation de services et à l'approvisionnement en électricité	—	—	1	1
	Apport de capital reçu d'OPG	1	1	2	4
	Coûts au titre de l'achat de services	1	—	1	1
SFIEO	Achats d'électricité visés par des contrats d'électricité administrés par la SFIEO	—	—	1	1
CEO	Frais liés à la CEO	3	3	9	9
Hydro One Limited	Versement de dividendes	203	176	566	517
	Recouvrement des coûts liés aux services rendus	2	3	8	8
	Coûts liés à la rémunération à base d'actions	2	1	5	4
Acronym	Services reçus – coûts engagés	6	8	22	23
	Produits tirés des services rendus	1	1	2	2

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.

Une discussion sur 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 est présentée à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion de 2023.

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

Il incombe à la direction d'établir et de maintenir des contrôles et procédures de communication de l'information et un contrôle interne à l'égard de l'information financière adéquats, comme il est décrit dans le *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*. 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.

Aucune modification n'a été apportée au contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société pour le trimestre clos le 30 septembre 2024 qui a eu, ou qui pourrait vraisemblablement avoir, une incidence importante sur les contrôles et procédures de communication de l'information et le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société.

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 :

Directive comptable à adopter en 2024

Directive	Date de publication	Description	Date d'entrée en vigueur de l'ASU	Incidence prévue sur Hydro One
ASU 2023-07	Novembre 2023	Les modifications apportées améliorent la présentation d'information sur les secteurs isolables d'une entité publique et répondent aux demandes des investisseurs souhaitant avoir accès à de l'information supplémentaire plus détaillée sur les dépenses attribuables à un secteur isolable.	Exercices ouverts après le 15 décembre 2023 et périodes intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2024.	La Société divulguera le titre et le poste de son principal responsable de l'exploitation et expliquera en détail comment il utilise l'information fournie pour évaluer les performances sectorielles et affecter les ressources.

Directives comptables récemment publiées, mais pas encore adoptées

Directive	Date de publication	Description	Date d'entrée en vigueur de l'ASU	Incidence prévue 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 l'Accounting Standards Codification (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 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.	À l'étude

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.	À l'étude
----------------	--------------	---	---	-----------

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 les demandes de tarifs de transport et de distribution et les requêtes relatives aux besoins en revenus de la Société, dont la requête conjointe et le plan d'investissements envisagé s'y rapportant, y compris les décisions connexes, comme la décision de mise en œuvre de l'actif d'impôts différés 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 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 d'entrée en service et d'achèvement prévus; les obligations contractuelles et autres engagements commerciaux; la Loi de 2021 sur le développement plus rapide de l'accès à haut débit et les répercussions prévues; les attentes concernant le programme de subventions du ministère de l'Infrastructure destiné aux FSI et ses résultats; 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 attentes concernant l'audience de la CEO relative au compte de report des coûts supplémentaires de mise en œuvre des accords d'infonuagique; les cotisations futures aux régimes de retraite, y compris les estimations du total des cotisations de retraite de la Société au-delà de 2024 et jusqu'en 2029; 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; les récentes directives concernant la comptabilité et les incidences prévues; et les acquisitions et les ajustements de clôture finaux de la Société. 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 technologies de l'information (« TI ») et de technologies opérationnelles (« 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 écloison de maladie infectieuse, y compris le risque que la pandémie de COVID-19, notamment la propagation de variants, perdure ou s'aggrave de façon importante et restreigne ou empêche la Société d'exercer ses activités, ou affecte substantiellement sa chaîne d'approvisionnement ou sa main-d'œuvre; le risque lié à la sévérité des mesures de lutte contre la pandémie de COVID-19 et le risque que l'achèvement des projets d'exploitation et d'investissement soit retardé ou que les coûts augmentent; et le traitement réglementaire et comptable des coûts additionnels et des pertes de revenus liés à la pandémie de COVID-19;
- 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.

HYDRO ONE INC.

RAPPORT DE GESTION (suite)

Pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2024 et 2023

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.