



CU INC.

NOTICE ANNUELLE

EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2025

31 mars 2026

La présente notice annuelle vise à permettre aux lecteurs de comprendre l'exploitation et les activités de CU Inc. (« nous », « nos », « notre » ou la « société »).

À moins d'indication contraire, l'information figurant dans la présente notice annuelle est présentée en date du 31 décembre 2025.

La société est contrôlée par Canadian Utilities Limited (« Canadian Utilities » ou « CU »), laquelle est contrôlée par ATCO Ltd. (« ATCO ») et par son actionnaire contrôlant, Sengraf Enterprises Ltd., dont la famille Southern est l'actionnaire contrôlant.

Les termes employés dans la présente notice annuelle sont définis dans le glossaire qui figure à la fin du présent document.

TABLE DES MATIÈRES

	Page
Structure de la société	2
Description des activités	3
Électricité.....	4
Gaz naturel.....	7
Renseignements d'ordre réglementaire	9
Historique des trois derniers exercices	10
Sommaire des produits des activités ordinaires	10
Électricité.....	10
Gaz naturel.....	11
Financement et autres activités.....	12
Renseignements sur les employés	12
Protection de l'environnement	13
Durabilité	14
Mises à jour sur les politiques et la réglementation	14
Risques commerciaux et gestion des risques.....	14
Immobilisations incorporelles.....	14
Dividendes.....	14
Structure du capital.....	15
Notations	17
Marché pour les titres de la société	19
Membres du conseil d'administration et de la haute direction	20
Titres avec droit de vote et leurs principaux porteurs	23
Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres.....	24
Poursuites et application de la loi	24
Contrats importants	24
Intérêt des experts.....	24
Information prospective	24
Informations complémentaires.....	26
Glossaire	26
Annexe 1 Rapport sur la rémunération.....	27

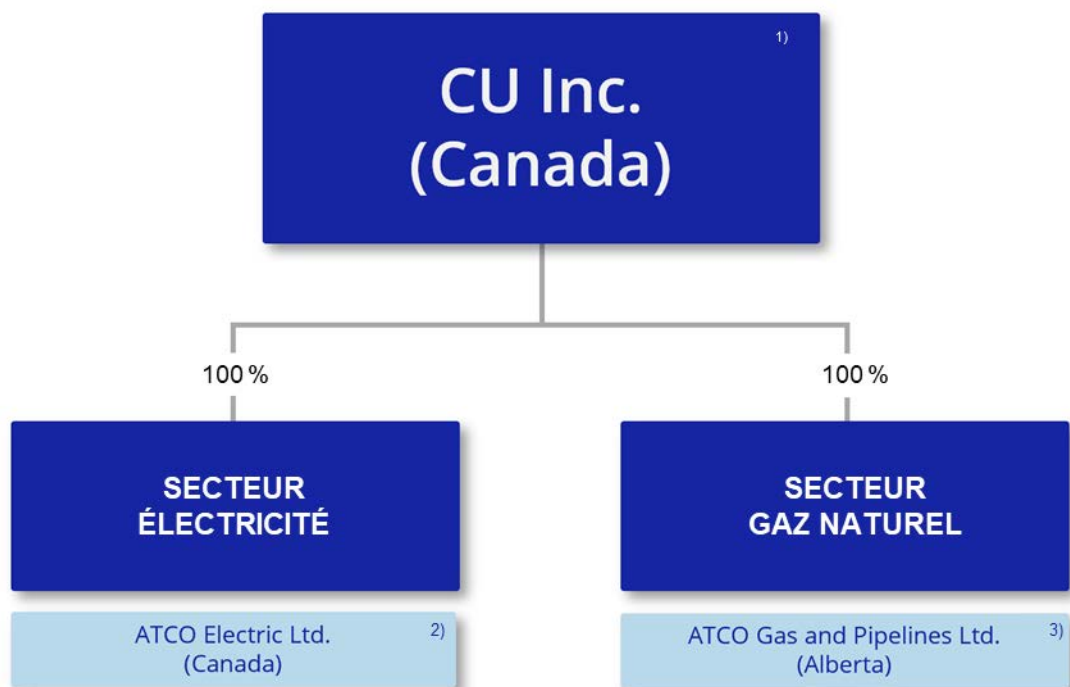
STRUCTURE DE LA SOCIÉTÉ

CU Inc. a été constituée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* le 12 mars 1999. Son bureau principal est situé au 5302, rue Forand S. O., immeuble ouest, 4^e étage, Calgary (Alberta) T3E 8B4.

STRUCTURE ORGANISATIONNELLE SIMPLIFIÉE

CU Inc. est une filiale entièrement détenue par Canadian Utilities Limited, une société d'ATCO. CU Inc. est une société établie en Alberta qui compte 3 597 employés et des actifs de 20 G\$ composés d'activités de services publics à tarifs réglementés dans les domaines du transport et de la distribution d'électricité et de gaz naturel (les « entreprises de services publics »). De plus amples renseignements sur CU Inc. se trouvent sur le site Web de Canadian Utilities Limited à l'adresse www.canadianutilities.com.

Le graphique suivant donne le nom des principaux secteurs d'activité de la société et des principales filiales constituant ces secteurs d'activité, ainsi que les territoires où ils sont régis. Le graphique indique également le pourcentage des actions des filiales dont la société a la propriété véritable ou sur lesquelles elle exerce un contrôle ou a la haute main, que ce soit directement ou indirectement.



1) L'organigramme ne comprend pas toutes les filiales de la société. Les actifs et les produits des activités ordinaires des filiales exclues ne représentaient pas, au total, plus de 20 pour cent du total des actifs consolidés ou des produits des activités ordinaires consolidés de la société au 31 décembre 2025.

2) ATCO Electric Ltd. comprend les entreprises de distribution d'électricité et de transport d'électricité.

3) ATCO Gas and Pipelines Ltd. comprend les entreprises de distribution de gaz naturel et de transport de gaz naturel.

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

APERÇU

Les activités de la société sont menées par l'intermédiaire de deux entreprises réglementées dans l'ouest et le nord du Canada : le secteur Électricité, qui regroupe les entreprises de distribution et de transport d'électricité, et le secteur Gaz naturel, qui regroupe les entreprises de distribution et de transport de gaz naturel.

La proposition de valeur des entreprises de services publics est étroitement liée à sa capacité éprouvée de fournir de l'énergie essentielle à un monde en évolution afin de répondre aux besoins changeants de nos clients, d'assurer la qualité de vie d'une population croissante, et de faire progresser les économies et le secteur de l'énergie. Nos clients ont besoin de services sécuritaires, résilients et fiables, qui tiennent également compte de l'abordabilité. Nous fournissons cette énergie fiable et abordable de façon sécuritaire en investissant pour répondre aux besoins en constante évolution de nos clients, en nous positionnant comme un partenaire de confiance et en offrant l'infrastructure énergétique complète dont la population et notre secteur en croissance ont besoin.

CONTEXTE CONCURRENTIEL

La majorité de nos actifs sont situés en Alberta, au Canada, où les entreprises de services publics sont établies et jouissent d'une confiance depuis plus de 100 ans, pendant lesquels elles ont dû composer avec de nombreux changements réglementaires et de politique. Cette expérience nous confère un avantage par rapport à nos pairs dans les territoires où nous exerçons nos activités.

L'avenir énergétique de l'Alberta est soutenu par la croissance du nombre de clients industriels et résidentiels au cours des dernières années, les modifications aux réglementations provinciale et fédérale, l'évolution de la demande pour les infrastructures énergétiques et la croissance du nombre de clients industriels et résidentiels dans les territoires que nous desservons. Collectivement, ces facteurs offrent à la Société une multitude d'opportunités qu'elle est bien placée pour saisir.

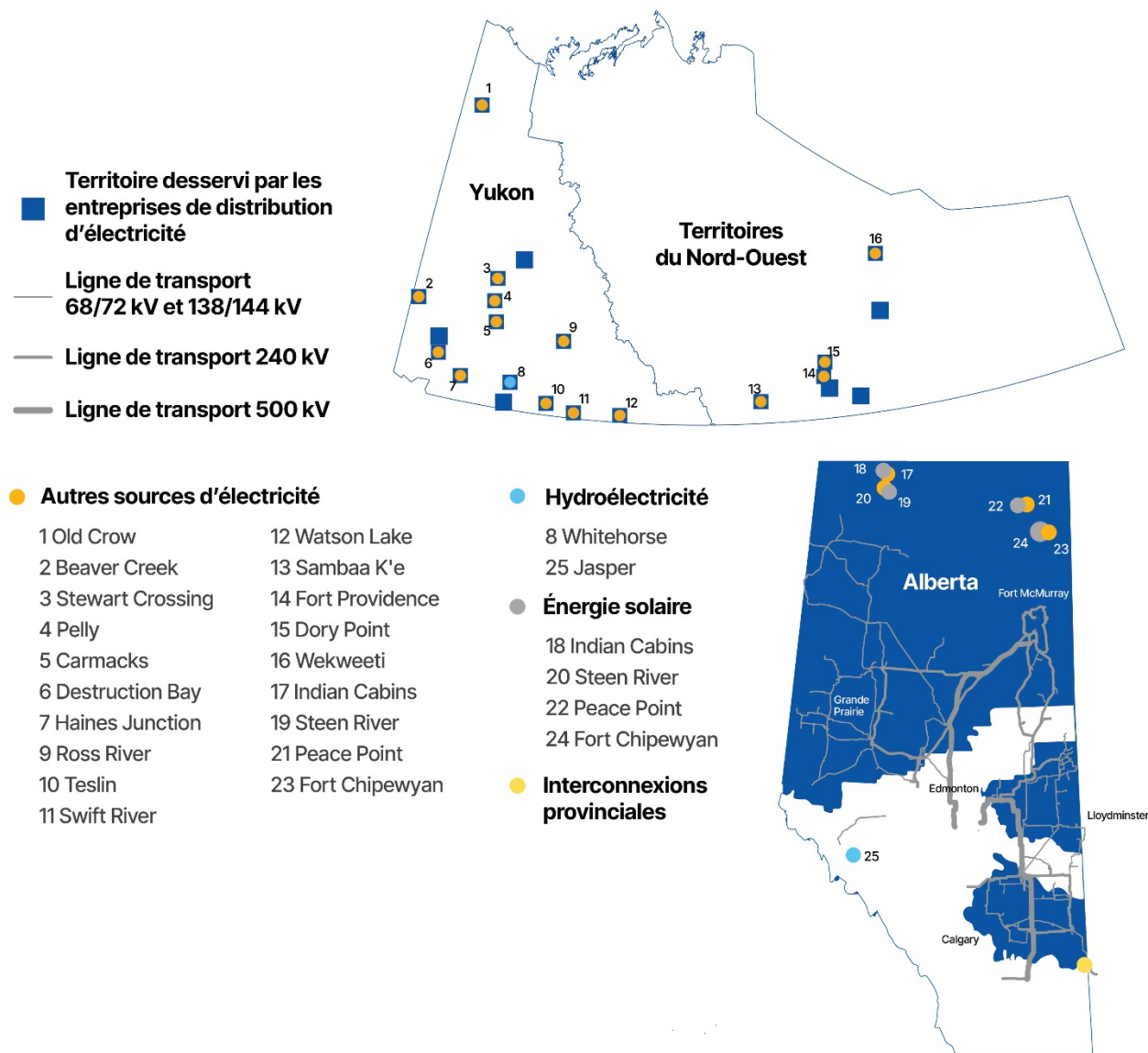
CARACTÈRE SAISONNIER

Les activités de nos entreprises ont tendance à être cycliques en raison de la nature de la production d'électricité et de la consommation de gaz naturel, y compris les fluctuations de la demande des clients en fonction des saisons et des variations annuelles de température, en particulier pendant la saison de chauffage hivernale. Du fait de ces fluctuations, les produits des activités ordinaires et le résultat de chaque trimestre présentés sous forme annualisée ne sont pas une indication de nos résultats annuels. Par exemple, les tarifs des clients des services de distribution du gaz naturel sont fondés sur des prévisions des températures normales, et ces schémas saisonniers peuvent se traduire par le recouvrement d'un montant plus élevé ou moins élevé que prévu auprès des clients. Les produits attribuables aux températures supérieures ou inférieures à la normale pour la période considérée sont remboursés aux clients ou recouvrés auprès de ceux-ci au cours des périodes ultérieures.

SECTEUR ÉLECTRICITÉ

DISTRIBUTION ET TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La carte ci-dessous montre les zones de service des entreprises de distribution et de transport d'électricité ainsi que les emplacements des installations importantes de production d'électricité détenues ou exploitées par les entreprises de distribution et de transport d'électricité dans l'ouest et le nord du Canada.



Les entreprises de distribution et de transport d'électricité transportent et fournissent de l'électricité dans environ 240 collectivités et régions rurales du nord et du centre-est de l'Alberta. Sont comprises dans leur territoire les villes de Drumheller, de Grande Prairie et de Fort McMurray, ainsi que les régions situées près de Fort McMurray, de Cold Lake et de Peace River. Ces entreprises approvisionnent aussi en électricité trois collectivités en Saskatchewan, notamment Lloydminster. Les entreprises de distribution et de transport d'électricité sont situées à Edmonton et possèdent 34 bureaux dans le territoire qu'elles desservent.

Yukon Electrical Company Limited (qui exerce ses activités sous le nom ATCO Electric Yukon (« AEY »)) dessert 19 collectivités au Yukon, dont Whitehorse, la capitale, et une collectivité en Colombie-Britannique. Naka Power Utilities (NWT) Ltd. (« Naka ») est une coentreprise formée par une filiale de la société et Denendeh Investments Incorporated, qui représente les 27 Premières Nations Déné des Territoires du Nord-Ouest et détient une participation de 51 pour cent. Naka dessert huit collectivités dans les Territoires du Nord-Ouest, dont Yellowknife, la capitale.

Les entreprises de distribution et de transport d'électricité, AEY et Naka desservent approximativement 264 000 clients. Les entreprises de distribution et de transport d'électricité se sont vu attribuer environ 65 pour cent de la zone de service désignée en Alberta, qui représente approximativement 13 pour cent de la charge électrique provinciale et 12 pour cent de la population.

Le nombre moyen de clients desservis mensuellement par les entreprises de distribution et de transport d'électricité, AEY et Naka, en 2025 et en 2024, est présenté dans le tableau suivant.

	2025		2024	
	Nombre	%	Nombre	%
Clientèle résidentielle	187 456	71	187 938	71
Clientèle commerciale	34 957	13	35 274	13
Clientèle industrielle	8 860	4	9 110	4
Clientèle rurale, REA et autres	32 340	12	32 439	12
Total	263 613	100	264 761	100

L'électricité distribuée aux diverses catégories de clients au cours de 2025 et de 2024 est présentée dans le tableau suivant.

	2025		2024	
	GWh	%	GWh	%
Clientèle résidentielle	1 381	11	1 366	11
Clientèle commerciale	2 289	19	2 318	19
Clientèle industrielle	8 305	66	8 187	66
Clientèle rurale, REA et autres	551	4	525	4
Total	12 526	100	12 396	100

Les entreprises de distribution et de transport d'électricité, AEY et Naka sont les propriétaires de vastes réseaux de transport et de distribution d'électricité et en assurent l'exploitation. Les réseaux sont constitués d'environ 11 200 km de lignes de transport et 60 200 km de lignes de distribution. De plus, les entreprises de distribution et de transport d'électricité fournissent de l'électricité aux Rural Electrification Associations (« REA ») pour les quelque 3 400 km de lignes de distribution qu'elles exploitent mais qui appartiennent aux REA.

Les entreprises de distribution et de transport d'électricité, AEY et Naka distribuent de l'électricité dans des collectivités constituées en personne morale aux termes de concessions ou de règlements municipaux. Dans les régions rurales, l'électricité est distribuée aux termes d'autorisations, de permis ou d'ordonnances délivrés ou rendus en vertu des lois applicables.

Les concessions aux termes desquelles le service est assuré dans les collectivités constituées en personne morale de l'Alberta et des Territoires du Nord-Ouest ont été accordées pour des périodes allant jusqu'à 20 ans. Les entreprises de distribution et de transport d'électricité et Naka détiennent ces concessions en exclusivité, lesquelles sont renouvelables par convention. Si une concession n'est pas renouvelée, elle demeure valide jusqu'au moment où l'une ou l'autre des parties, avec l'approbation de l'organisme de réglementation compétent, y met fin moyennant un préavis écrit de six mois.

Lorsqu'une concession prend fin, la municipalité peut acheter les installations qui ont été utilisées dans le cadre de cette concession à un prix devant être convenu ou, faute d'entente, à un prix établi par l'organisme de réglementation compétent. La concession aux termes de laquelle le service est assuré au Yukon a été accordée en vertu de la *Loi sur les entreprises de service public* (Yukon) et ne comporte aucune date d'expiration fixe.

Selon la loi intitulée *Electric Utilities Act* (Alberta) (« EUA »), l'Alberta Utilities Commission (« AUC ») doit approuver les tarifs de gros pour le transport de l'électricité. Les tarifs de transport permettent à tout propriétaire d'un groupe électrogène d'avoir accès au réseau de transport en Alberta, ce qui facilite la vente de son électricité. Le même tarif de transport est demandé à chaque service public de distribution d'électricité ou client relié directement au réseau de transport, peu importe l'emplacement.

Chaque propriétaire d'installations de transport impute ses coûts à l'Alberta Electric System Operator (« AESO »). C'est ainsi que l'on réalise la répartition égale des coûts de transport. L'AESO fait ensuite le total de ces coûts et exige de tous les utilisateurs du réseau de transport un tarif commun de transport.

Le règlement intitulé *Transmission Regulation* de l'EUA stipule que les nouveaux projets de transport doivent être assignés aux propriétaires d'installations de transport en fonction des zones de service des sociétés de distribution avec lesquelles ils ont par le passé entretenu des liens. La propriété des installations changera aux limites des zones de service, sauf dans les situations où, de l'avis de l'AESO, seule une petite partie du projet est située dans une autre zone de service. Les règles s'appliquent à tous les projets de transport à l'exception des projets d'interconnexion interprovinciale et de ceux que le gouvernement de l'Alberta caractérise de « critiques ».

Alberta PowerLine

CU Inc. est l'exploitant d'Alberta PowerLine Limited Partnership (« APL ») aux termes d'un contrat de 35 ans qui prendra fin en 2054. APL détient une ligne de transport d'électricité de 500 km et de 500 kV reliant Wabamun, en Alberta, et Fort McMurray, en Alberta. La part de 60 pour cent d'APL appartient à un consortium comprenant Gestion de Placements TD Inc., au nom et pour le compte de TD Greystone Infrastructure Fund (Global Master) L.P., et IST3 Investment Foundation agissant pour le compte de son groupe d'investissement, IST3 Infrastruktur Global. Les autres 40 pour cent sont détenus par sept collectivités autochtones en Alberta : la Première Nation Athabasca Chipewyan, la Nation crie Bigstone, Gunn Metis Local 55, la Première Nation crie Mikisew, par l'intermédiaire de sa division commerciale, le Mikisew Group of Companies, la Première Nation Paul, la Première Nation Sawridge et la Première Nation Sucker Creek.

Production d'électricité

Hydroélectricité, énergie solaire et diesel

Les entreprises de distribution et de transport d'électricité sont les propriétaires et les exploitants de deux centrales hydroélectriques, de 12 installations solaires, de 20 centrales diesel et de 8 centrales de production mobiles ayant une capacité nominale totale de 35 MW en Alberta, au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest.

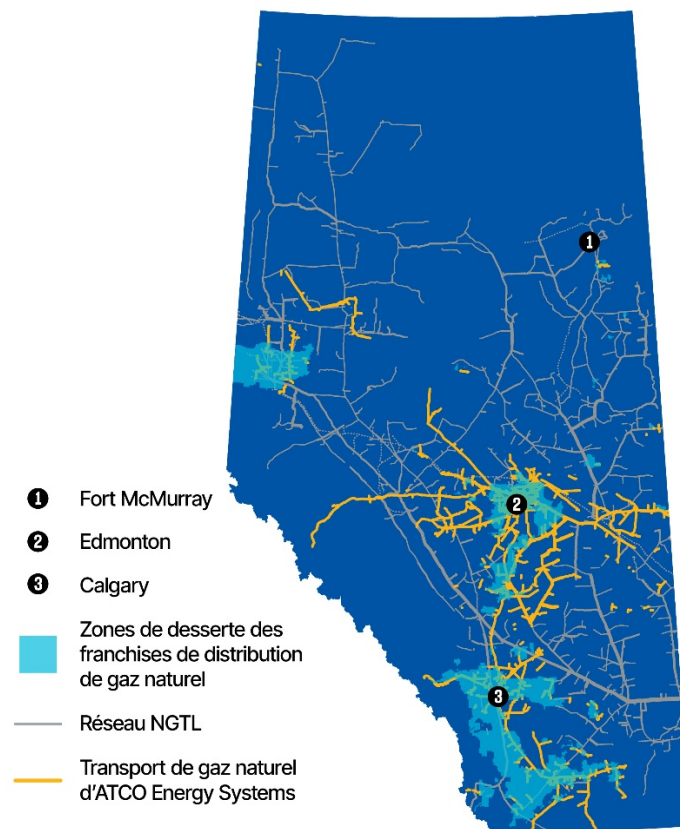
Les actifs d'hydroélectricité comprennent une installation à Whitehorse au Yukon générant 1,4 MW d'énergie hydroélectrique. Les installations solaires en Alberta comprennent des systèmes de panneaux solaires de toiture et des systèmes installés sur le sol, y compris le projet de Fort Chipewyan, le plus important projet d'énergie solaire hors réseau au Canada, et le projet d'Old Crow, le projet d'énergie solaire hors réseau le plus au nord du Canada. Les centrales diesel sont réparties au Yukon, dans les Territoires du Nord-Ouest et en Alberta et desservent les collectivités éloignées qui ne sont pas reliées au réseau.

Les entreprises de distribution et de transport d'électricité continuent de faire progresser leur stratégie visant à soutenir la production et la livraison d'énergie renouvelable tout en répondant aux besoins énergétiques de leurs clients.

Bornes de recharge pour véhicules électriques

Les bornes de recharge rapides pour véhicules électriques offrent aux utilisateurs finaux l'occasion de remplacer un combustible de transport liquide par une source d'énergie peu carbonée. À ce jour, 29 bornes de recharge rapide pour véhicules électriques ont été installées.

SECTEUR GAZ NATUREL



DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

L'entreprise de distribution de gaz naturel fournit du gaz naturel dans l'ensemble de l'Alberta et dans la région de Lloydminster, en Saskatchewan, et dessert environ 1,3 million de clients dans 302 collectivités.

Les principaux marchés de l'entreprise de distribution de gaz naturel sont situés dans les villes albertaines d'Edmonton, de Calgary, d'Airdrie, de Cochrane, de Fort McMurray, de Grande Prairie, de Lethbridge, de Red Deer, de Spruce Grove, de St. Albert et de Sherwood Park. En 2025, environ 76 pour cent des clients de l'entreprise de distribution de gaz naturel se trouvaient dans ces 11 collectivités. Les clients restants se trouvent dans 291 petites collectivités rurales.

Le nombre moyen de clients desservis mensuellement par l'entreprise de distribution de gaz naturel en 2025 et en 2024 est présenté dans le tableau ci-dessous.

	2025		2024	
	Nombre	%	Nombre	%
Clientèle résidentielle	1 231 334	92	1 206 668	92
Clientèle commerciale	104 878	8	104 913	8
Clientèle industrielle	345	—	341	—
Autres	675	—	697	—
Total	1 337 232	100	1 312 619	100

Le volume de gaz naturel distribué par l'entreprise de distribution de gaz naturel en 2025 et en 2024 est présenté dans le tableau suivant.

	2025		2024	
	PJ	%	PJ	%
Clientèle résidentielle	123,8	46	124,0	46
Clientèle commerciale	129,6	48	130,3	48
Clientèle industrielle	16,8	6	16,6	6
Autres	0,2	–	0,2	–
Total	270,4	100	271,1	100

L'entreprise de distribution de gaz naturel est la propriétaire d'environ 42 100 km de conduites de distribution, dont elle assure l'exploitation. En outre, elle possède des installations de service et d'entretien situées dans les principaux centres de l'Alberta.

L'entreprise de distribution de gaz naturel fournit du gaz naturel à des municipalités de l'Alberta, conformément à des contrats de concession, et dans des régions rurales, aux termes d'autorisations, de permis ou d'ordonnances délivrés ou rendus en vertu des lois applicables. Elle détient actuellement 169 contrats de concession de distribution de gaz conclus avec des municipalités en Alberta. Un contrat de concession accorde à l'entreprise de distribution de gaz naturel le droit exclusif de distribuer du gaz naturel dans la totalité ou dans une partie d'une municipalité. Il autorise également l'utilisation de biens municipaux pour la construction et l'exploitation du réseau de distribution de gaz. En contrepartie, les municipalités ont la garantie que des services publics sécuritaires et fiables seront offerts aux clients. La municipalité peut aussi recevoir des droits de franchise (en contrepartie de l'exclusivité accordée et tenant lieu habituellement d'impôts fonciers) représentant jusqu'à 35 pour cent des produits tirés des services de distribution de gaz à la municipalité.

Les contrats de concession ont habituellement une durée de 10 à 20 ans, la durée maximale de 20 ans étant établie par la loi intitulée *Municipal Government Act* de l'Alberta. Lorsqu'un contrat de concession arrive à échéance, le contrat reste valide jusqu'à son renouvellement ou jusqu'au moment où l'une ou l'autre des parties, avec l'approbation de l'organisme de réglementation, y met fin moyennant un préavis écrit de six mois. Au moment de la résiliation, la municipalité a le droit d'acheter le réseau de distribution de gaz à un prix convenu entre les parties ou, à défaut d'entente, à un prix fixé par l'organisme de réglementation.

À Calgary et à Edmonton, la distribution de gaz naturel est effectuée aux termes de contrats de franchise d'une durée de 20 ans, qui viennent respectivement à échéance le 28 février 2045 et le 30 juillet 2030.

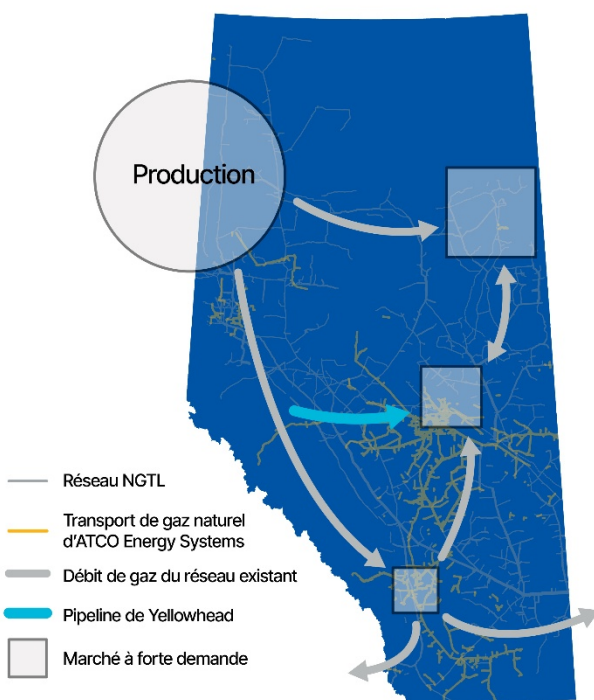
TRANSPORT DE GAZ NATUREL

L'entreprise de transport de gaz naturel possède et exploite des installations et des pipelines de transport de gaz naturel en Alberta. Elle prend livraison du gaz naturel à partir de diverses installations de traitement et de différents points de raccordement avec d'autres réseaux de transport. Elle transporte ce gaz à l'intérieur de la province jusqu'à des utilisateurs finaux, comme des clients industriels et des services de distribution locaux, ou jusqu'à d'autres réseaux de pipelines, afin principalement qu'il soit exporté à l'extérieur de la province. Les actifs de transport de gaz naturel sont stratégiquement positionnés pour soutenir les activités industrielles, les actifs de production et la population croissante, en Alberta et à l'extérieur de la province, tout en tirant parti de la demande et de la production croissantes de gaz naturel.

L'entreprise de transport de gaz naturel possède et exploite un vaste réseau de transport du gaz naturel. Le réseau compte actuellement environ 9 500 km de pipelines, 11 installations de compression, environ 3 600 points de réception et de livraison et une installation de stockage de gaz naturel de pointe dans une caverne de sel située près de Fort Saskatchewan, en Alberta. Ce réseau comprend également 165 points de réception des producteurs, 101 raccordements au réseau de Nova Gas Transmission Ltd. (« NGTL »), un raccordement au réseau d'Alliance Pipeline et un raccordement au réseau de Many Islands Pipelines. La capacité de livraison de pointe du réseau de transport de gaz naturel s'élève à 5,13 milliards de pieds cubes par jour.

La société met l'accent sur la réalisation de projets d'investissement essentiels qui créent de la valeur et favorisent la croissance économique, dont le projet de pipeline de Yellowhead (le « projet Yellowhead »), tout en fournissant une énergie fiable, résiliente et abordable à nos clients. Le plus important projet d'investissement de la société à ce jour, soit le projet Yellowhead, permettra d'accroître stratégiquement la capacité du réseau de transport de gaz naturel hautement intégré de l'Alberta et d'éliminer les contraintes au sein des réseaux de pipelines qui desservent les principaux moteurs économiques de la province.

S'étendant sur un peu plus de 235 kilomètres entre la région de Peers et Fort Saskatchewan, le projet Yellowhead devrait produire plus de 1 200 térajoules (1,1 milliard de pieds cubes) de gaz naturel par jour, favorisant ainsi la croissance économique et démographique de la province.



La relation intégrée entre NGTL et l'entreprise de transport de gaz naturel soutient la croissance en Alberta grâce à un réseau de transport de gaz naturel coordonné à l'échelle de la province. En 2009, les sociétés ont conclu un accord pour l'intégration de leurs réseaux en Alberta, qui leur permet de regrouper leurs actifs matériels au sein d'une seule structure harmonisée de tarifs et de services dotée d'une interface commerciale unifiée avec les consommateurs de l'Alberta.

Selon ce modèle intégré, l'entreprise de transport de gaz naturel détient et exploite ses installations de pipelines avec prudence, exclusivement pour le réseau de l'Alberta, tandis que NGTL gère la conception du réseau et détermine les nouveaux besoins en matière de pipelines. Dans le cadre de l'accord, NGTL agit comme seule contrepartie contractuelle pour les consommateurs de l'Alberta, fournissant un point de contact unique pour les contrats, les tarifs et les services. L'accord inclut les actifs de transport de gaz naturel des deux parties en Alberta et élimine le dédoublement de la tarification et des activités d'exploitation, ce qui se traduit par une efficacité accrue et des processus réglementaires simplifiés.

Cette approche coordonnée facilite la mise en service de nouvelles capacités de production de gaz naturel, permet de répondre à la demande croissante de l'industrie et de production d'électricité, et justifie de nouveaux investissements dans les infrastructures partout dans la province.

RENSEIGNEMENTS D'ORDRE RÉGLEMENTAIRE

Le cadre réglementaire et les faits récents d'ordre réglementaire sont décrits à la rubrique « Renseignements d'ordre réglementaire » du rapport de gestion de CU Inc. et cette description est intégrée aux présentes par renvoi. Le rapport de gestion peut être consulté sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.

HISTORIQUE DES TROIS DERNIERS EXERCICES

Le texte qui suit résume les événements, acquisitions, cessions et facteurs importants qui ont eu une influence sur l'évolution de la société au cours des trois derniers exercices.

SOMMAIRE DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

La part des produits des activités ordinaires consolidés de la société pour chacun des secteurs d'activité est indiquée dans le tableau suivant.

Produits des activités ordinaires ¹⁾	2025		2024		2023	
	(en millions de dollars)	%	(en millions de dollars)	%	(en millions de dollars)	%
Électricité	1 420	46	1 395	46	1 397	48
Gaz naturel	1 673	54	1 655	54	1 542	52
Financement et autres activités et éliminations intersectorielles	(13)	–	(7)	–	(8)	–
Total	3 080	100	3 043	100	2 931	100

1) Les données qui précèdent sont tirées de la note 3 (« Informations sectorielles ») des états financiers consolidés de 2025 préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »). La monnaie de présentation est le dollar canadien.

Les produits des activités ordinaires et le résultat des entreprises de services publics sont tributaires des dépenses en immobilisations. Les dépenses en immobilisations sont le principal facteur de croissance de la base de tarification. La croissance de la base de tarification est le principal facteur de croissance des produits des activités ordinaires et du résultat. Les entreprises de services publics ont investi 3,9 G\$ en capital depuis 2023.

Les produits des activités ordinaires des entreprises de services publics ont principalement bénéficié de l'accroissement de la base de tarification au cours des trois derniers exercices. Toutefois, plusieurs décisions d'ordre réglementaire prises au cours de cette période ont eu une incidence sur les produits des activités ordinaires. À la suite de la mise à jour annuelle de la formule du rendement des capitaux propres (« RCP ») approuvée par l'AUC, le RCP de 2025 s'est établi à 8,97 pour cent, contre 9,28 pour cent en 2024. En 2025, les produits des activités ordinaires ont été contrebalancés par la réalisation d'un financement au titre du mécanisme de report d'efficacité correspondant à un RCP additionnel d'au plus 0,5 pour cent pour les entreprises de distribution d'électricité et de gaz naturel, qui a eu une incidence positive sur les produits des activités ordinaires en 2023 et 2024. En outre, l'augmentation des produits des activités ordinaires en 2025 a été en partie contrebalancée par le début des remboursements de 35 M\$ et de 36 M\$ aux clients des entreprises de distribution d'électricité et de gaz naturel, respectivement, sur la période du 1^{er} septembre 2025 au 28 février 2026, par suite de la décision sur la deuxième étape du processus de réouverture de la RFR2 rendue par l'AUC au deuxième trimestre de 2025. La société a obtenu l'autorisation de la Cour d'appel de l'Alberta d'en appeler de la décision, et l'appel sera entendu en avril 2026.

SECTEUR ÉLECTRICITÉ

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Les dépenses en immobilisations totales pour le secteur Électricité au cours des trois derniers exercices sont indiquées dans le tableau suivant.

	Exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	Total	2025	2024	2023
Distribution d'électricité	1 239	393	455	391
Transport d'électricité	816	271	306	239
Total	2 055	664	761	630

Les dépenses en immobilisations pour les infrastructures des entreprises de services publics au cours des trois derniers exercices ont été affectées notamment aux mises à niveau des systèmes et aux projets de croissance pour de nouveaux clients, dont le projet Transfert du Centre-Est vers l'extérieur mené par l'entreprise de transport d'électricité, au remplacement d'infrastructures vieillissantes, à la modernisation du réseau et à des projets de remplacement du diesel.

PROJET TRANSFERT DU CENTRE-EST VERS L'EXTÉRIEUR

En 2024, l'entreprise de transport d'électricité a commencé la construction du projet Transfert du Centre-Est vers l'extérieur, projet de transport d'électricité mandaté par l'AESO à ATCO Electric et AltaLink LP. L'entreprise de transport d'électricité construit une portion de 85 km de la ligne de transport, et AltaLink construit l'autre portion de 50 km. La construction de la ligne de transport de 135 km et de 240 kV, qui fournira plus de 1 500 MW au réseau électrique de l'Alberta, contribuera à l'intégration de l'énergie renouvelable dans la province et permettra de transporter de l'électricité dans les comtés de Red Deer, de Lacombe et de Stettler.

L'entreprise de transport d'électricité a terminé la période de construction d'hiver au premier trimestre de 2025 et a progressé relativement aux offres concernant les travaux de génie civil, les travaux structurels et les travaux d'électricité de la sous-station; et la période de construction d'automne a commencé au troisième trimestre de 2025. La portion de 85 km de la ligne de transport de l'entreprise de transport d'électricité devrait entrer en service d'ici juin 2026, et les dépenses liées au projet sont estimées à environ 255 M\$.

SECTEUR GAZ NATUREL

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Les dépenses en immobilisations totales pour le secteur Gaz naturel au cours des trois derniers exercices sont indiquées dans le tableau suivant.

		Exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	Total	2025	2024	2023
Distribution de gaz naturel	1 205	443	407	355
Transport de gaz naturel	668	292	231	145
Total	1 873	735	638	500

Les dépenses en immobilisations au chapitre de la distribution et du transport de gaz naturel au cours des trois derniers exercices ont été axées sur les mises à niveau des systèmes et les projets de croissance pour de nouveaux clients, dont le projet de pipeline de Yellowhead (le « projet Yellowhead ») en 2025. Elles étaient aussi liées au remplacement d'infrastructures vieillissantes, comme les programmes de remplacement des pipelines urbains et des conduites principales.

PROJET DE PIPELINE DE YELLOWHEAD

Le projet Yellowhead, plus important projet d'investissement entamé par la société, est un pipeline de gaz naturel sous haute pression d'environ 235 kilomètres qui représente des dépenses estimées à 2,9 G\$, ce qui le classerait comme étant de catégorie III avec une exactitude prévue d'environ 20 pour cent, la totalité de la capacité du pipeline fait l'objet de contrats avec des clients et tout augure bien pour que sa construction commence en 2026, sous réserve de l'obtention des approbations requises de l'AUC et de la société. Au troisième trimestre de 2025, l'AUC a approuvé la demande d'évaluation des besoins pour le projet. Cette approbation, qui constitue l'un des deux principaux dépôts réglementaires devant être approuvés par l'AUC pour que le projet puisse aller de l'avant, marque une étape importante dans le développement de l'infrastructure énergétique de l'Alberta. Une demande distincte a été déposée pour une centrale le 4 novembre 2025 afin d'obtenir l'approbation de l'AUC pour la construction et l'exploitation de l'infrastructure physique.

PROGRAMME DE REMPLACEMENT DES CONDUITES PRINCIPALES

L'entreprise de distribution de gaz naturel compte deux programmes de remplacement des conduites, qui ont été approuvés en 2011, soit le programme de remplacement des conduites de plastique et le programme de remplacement des conduites en acier. Le remplacement des conduites de plastique comprend 8 000 km de conduites de polychlorure de vinyle, ou PVC, et de polyéthylène de première génération à remplacer. L'entreprise de distribution de gaz naturel a remplacé 2 988 km de conduites de PVC et de polyéthylène depuis l'approbation du programme. Le remplacement des

conduites en acier comprend 9 000 km de conduites en acier qui sont sous surveillance et dont le remplacement est constamment évalué en fonction de l'historique de rendement. L'entreprise de distribution de gaz naturel a remplacé 417 km de conduites en acier depuis l'approbation du programme.

AUTRES

PERTES DE VALEUR

En 2025, les entreprises de services publics de l'Alberta ont comptabilisé des pertes de valeur d'actifs de 42 M\$ (après impôt). Ces pertes de valeur concernaient surtout certains actifs liés à l'hydrogène au sein du secteur de la distribution de gaz naturel, dont la valeur a été dépréciée en raison de l'incertitude entourant la réglementation applicable à l'hydrogène dans les services publics envisagée par le gouvernement de l'Alberta, et certaines centrales électriques de l'entreprise de transport d'électricité qui ont été fermées.

FINANCEMENT ET AUTRES ACTIVITÉS

NOMINATIONS À UN POSTE DE DIRECTION ET DÉPARTS À LA RETRAITE

Le 19 janvier 2024, la société a annoncé le départ à la retraite de Brian P. Shkrobot, vice-président directeur et chef des finances, avec prise d'effet le 1^{er} mars 2024. Katherine-Jane Patrick, vice-présidente directrice et chef des finances et des placements d'ATCO, a pris plus de responsabilités et est devenue chef des finances de Canadian Utilities et de CU Inc. le 1^{er} mars 2024.

Le 31 janvier 2025, Wayne K. Stensby, chef de l'exploitation d'ATCO Energy Systems, a pris sa retraite après une carrière impressionnante de 35 ans au sein d'ATCO dans différents pays.

Avec prise d'effet le 1^{er} février 2025, Robert J. Myles a été nommé président et chef de l'exploitation de Canadian Utilities, le rôle de M^{me} Patrick a été modifié et elle est désormais vice-présidente directrice et chef des finances et des placements, et D. Jason Sharpe a été nommé chef de l'exploitation d'ATCO Energy Systems. M^{me} Patrick demeure vice-présidente directrice et chef des finances de CU Inc.

Avec prise d'effet le 1^{er} mai 2025, Wayne D. O'Connor a été nommé vice-président directeur et chef des affaires réglementaires.

Avec prise d'effet le 8 mai 2025, le conseil d'administration de Canadian Utilities a nommé Nancy Southern à titre de présidente du conseil de Canadian Utilities et Robert J. Myles à titre de chef de la direction de Canadian Utilities.

RENSEIGNEMENTS SUR LES EMPLOYÉS

Au 31 décembre 2025, la société comptait 3 597 employés, dont 1 531 dans le secteur Électricité, 1 888 dans le secteur Gaz naturel et 178 dans le secteur Financement et autres activités.

COMPÉTENCES ET CONNAISSANCES SPÉCIALISÉES

CU Inc. doit recourir à un large éventail de talents pour continuer à exercer ses activités à des niveaux de calibre mondial. Chacun de nos secteurs d'activité est tenu de former et de maintenir en poste une main-d'œuvre qualifiée pour ses activités. De nombreux membres de notre personnel possèdent des compétences et une formation spécialisées, et la société doit demeurer concurrentielle sur le marché pour ces travailleurs. Dans le cadre de notre stratégie de mobilisation et de gestion du personnel, nous croyons que nous devons investir dans notre personnel en favorisant et soutenant son perfectionnement. En outre, nous planifions chaque année la relève et le perfectionnement en mettant l'accent sur les rôles et les compétences essentiels et nous offrons des programmes de perfectionnement individuel et de leadership. De plus amples renseignements sur la rétention de la main-d'œuvre sont présentés à la rubrique « Risques commerciaux et gestion des risques » du rapport de gestion de la société.

POLITIQUES EN MATIÈRE D'ÉTHIQUE, DE RESPONSABILITÉ SOCIALE ET D'ENVIRONNEMENT

Notre code d'éthique définit les comportements attendus et les normes de conduite que tout un chacun doit respecter au sein du groupe ATCO, y compris à CU Inc. Il fournit une vue d'ensemble des politiques et des pratiques qui doivent être suivies par le personnel du groupe ATCO et ses représentants. Le code d'éthique est facilement accessible sur notre intranet et sur notre site Web à l'adresse www.atco.coM. Les employés doivent suivre une formation en ligne – offerte en anglais, en français et en espagnol – et obtenir une attestation chaque année. Les fournisseurs qui mènent des activités pour le groupe ATCO ou en son nom doivent lire le code d'éthique et respecter ses principes et orientations.

En plus du code d'éthique, la société a élaboré plusieurs politiques qui énoncent les principes, les attentes et les exigences relatifs à la conduite des affaires d'ATCO et qui créent un cadre régissant nos normes, lignes directrices et procédures internes. Les politiques s'alignent également sur les normes externes qui peuvent s'appliquer à des fonctions spécifiques de la société. Notre cadre de gouvernance offre à nos secteurs d'activité la souplesse nécessaire pour élaborer des normes, des lignes directrices et des procédures internes qui répondent à nos différents besoins commerciaux. Les politiques concernent par exemple les lieux de travail sécuritaires (atténuer les risques et réduire au minimum les blessures), la lutte contre la corruption (traiter avec des personnes influentes), l'environnement (fournir des services dans le respect de l'environnement), les relations avec les Autochtones (établir et maintenir des relations positives et durables) et l'approvisionnement (travailler avec des fournisseurs qui respectent des normes éthiques élevées en matière de conduite des affaires).

Notre code d'éthique est revu et mis à jour régulièrement. Les mises à jour apportées au cours des exercices précédents comprenaient l'interdiction explicite du recours à l'esclavage moderne dans le cadre de toutes les activités commerciales d'ATCO, afin d'aligner le code sur la *Loi sur la lutte contre le travail forcé et le travail des enfants dans les chaînes d'approvisionnement*. Le groupe ATCO fonde son approche des droits de la personne sur la Déclaration universelle des droits de l'homme de l'Organisation des Nations Unies (« ONU ») et respecte les droits de la personne conformément aux principes directeurs de l'ONU relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme.

PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Nous reconnaissons l'importance de réduire au minimum notre empreinte environnementale d'adopter des politiques et procédures qui favorisent la protection de l'environnement.

La société et ses filiales sont soumises aux lois et règlements applicables en matière d'environnement des autorités fédérales, provinciales et municipales. Ces lois et règlements portent notamment sur la qualité de l'air, de l'eau et du sol; le rejet de polluants; le transport et l'élimination de déchets; et la protection de la flore, de la faune et des ressources naturelles, dont les forêts, les prairies, les eaux de surface, les espèces menacées ou en voie d'extinction et les oiseaux migrateurs; ainsi que sur la santé humaine.

Nos politiques environnementales et nos procédures opérationnelles visent à assurer la conformité aux lois et réglementations environnementales applicables. Nos entreprises ont établi des systèmes de gestion de l'environnement qui sont conformes aux normes internationales, notamment la norme ISO 14001, et qui sont conçus pour repérer, gérer et réduire les risques environnementaux associés à nos activités. Ces systèmes sont adaptables et évoluent en fonction des risques et des objectifs de la société.

Nos processus de présentation d'information sur les risques comprennent des indicateurs de risque clés (en ce qui a trait à la santé, à la sécurité et à l'environnement) qui sont communiqués au comité d'audit du conseil d'administration. C'est l'occasion pour les entreprises de présenter la façon dont elles gèrent et réduisent les risques auxquels elles sont exposées dans le cadre de leurs activités.

Les exigences en matière de protection de l'environnement n'ont pas eu d'incidence financière ou opérationnelle importante sur les dépenses en immobilisations, les bénéfices ou la position concurrentielle de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2025.

DURABILITÉ

La durabilité est décrite à la rubrique « Durabilité » du rapport de gestion de CU Inc. et cette description est intégrée aux présentes par renvoi. Le rapport de gestion peut être consulté sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca. Le rapport sur la durabilité de 2025 sera publié en mai 2026.

MISES À JOUR SUR LES POLITIQUES ET LA RÉGLEMENTATION

Des mises à jour sur les politiques et la réglementation sont décrites à la rubrique « Mises à jour sur les politiques et la réglementation » du rapport de gestion de CU Inc. et cette description est intégrée aux présentes par renvoi. Le rapport de gestion peut être consulté sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.

RISQUES COMMERCIAUX ET GESTION DES RISQUES

Les risques commerciaux sont décrits à la rubrique « Risques commerciaux et gestion des risques » du rapport de gestion de CU Inc. et cette description est intégrée aux présentes par renvoi. Le rapport de gestion peut être consulté sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.

IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Les immobilisations incorporelles de la société représentent essentiellement des logiciels qui ne sont pas directement attribuables à l'exploitation des immobilisations corporelles et des droits fonciers. Nous considérons qu'aucun logiciel ou droit foncier en particulier n'est significatif pour nos activités.

De plus amples renseignements à ce sujet sont donnés à la note 11 des états financiers consolidés de 2025 de la société.

DIVIDENDES

Les dividendes en trésorerie déclarés au cours des trois derniers exercices pour toutes les séries et catégories d'actions ont été les suivants :

<i>(en dollars canadiens par action)</i>	Date d'émission	2025	2024	2023
Actions privilégiées de série				
Série 1	18 avr. 2007	1,15	1,15	1,15
Série 4	2 déc. 2010	0,57	0,57	0,57
Actions de catégorie A et actions de catégorie B		44,98	41,51	45,82

STRUCTURE DU CAPITAL

CAPITAL-ACTIONS

Le tableau suivant décrit la structure du capital-actions de la société au 30 mars 2026.

Actions	Nombre d'actions autorisées	En circulation
Actions privilégiées de série	Illimitées	7 600 000
Actions de catégorie A	Illimitées	3 570 322
Actions de catégorie B	Illimitées	2 188 262

Toutes les actions de catégorie A et de catégorie B sont détenues par Canadian Utilities Limited.

ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SÉRIE

Un nombre illimité d'actions privilégiées de série peuvent être émises en série, chaque série étant constituée du nombre d'actions et étant assortie des dispositions déterminées par les membres du conseil. Les actions privilégiées de série, à titre de catégorie, comportent notamment les dispositions suivantes :

- Les actions privilégiées de série ont préséance sur les actions de catégorie A et les actions de catégorie B et sur toutes autres actions de la société ayant un rang inférieur pour ce qui est du paiement des dividendes et de la distribution des actifs en cas de liquidation ou de dissolution de la société. Les actions privilégiées de série peuvent également bénéficier d'un traitement préférentiel par rapport aux actions de catégorie A et aux actions de catégorie B et à d'autres actions de rang inférieur selon ce qui peut être déterminé à l'égard d'une série dont l'émission est autorisée.
- Les porteurs des actions privilégiées de série ne peuvent avoir, à ce titre (sauf suivant les dispositions d'une série), de droits de vote ni n'ont le droit de recevoir un avis de convocation aux assemblées des porteurs d'actions ni d'y assister, à moins que les dividendes sur les actions privilégiées de série d'une série quelconque n'aient pas été versés pendant huit trimestres ou quatre semestres, le cas échéant, qu'ils soient ou non consécutifs. Tant que tous les arriérés de dividendes n'auront pas été versés, ces porteurs auront le droit de recevoir un avis de convocation à toutes les assemblées des porteurs d'actions et d'y assister lorsque des membres du conseil doivent être élus (sauf aux assemblées distinctes des porteurs d'une autre catégorie d'actions) et auront droit à une voix relativement à chaque action privilégiée de série qu'ils détiennent.
- Les dispositions qui se rattachent à la catégorie d'actions privilégiées de série peuvent être modifiées avec l'approbation écrite de tous les porteurs des actions privilégiées de série en circulation ou par au moins les deux tiers des voix exprimées à une assemblée des porteurs de ces actions dûment convoquée à cette fin où le quorum est atteint.

Les actions privilégiées de série suivantes sont actuellement en circulation :

	Valeur déclarée	Actions	Montant (en millions de dollars)
Actions privilégiées de série :			
Série 1, 4,60 %	25,00 \$	4 600 000	115
Série 4, 2,29 %	25,00 \$	3 000 000	75
		7 600 000	190

RACHAT D' ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SÉRIE

Actions privilégiées de série 1

Les actions privilégiées de série 1 sont devenues rachetables au gré de la société dès le 1^{er} juin 2012, à la valeur déclarée augmentée d'une prime de 4 pour cent par action au cours des 12 mois suivants, plus les dividendes accumulés et non versés. La prime de rachat a diminué de 1 pour cent au cours de chaque période de 12 mois suivante jusqu'au 1^{er} juin 2016.

Actions privilégiées de série 4

Les actions privilégiées de série 4 sont devenues rachetables au gré de la société le 1^{er} juin 2016 et sont rachetables le 1^{er} juin de chaque cinquième année suivante, à la valeur déclarée par action plus les dividendes accumulés et non versés. Si les actions ne sont pas rachetées, les porteurs peuvent choisir de convertir la totalité ou une partie de leurs actions privilégiées de série 4 en un nombre égal d'actions privilégiées à dividende cumulatif rachetables de série 5 le 1^{er} juin 2026 et le 1^{er} juin de chaque cinquième année suivante. Les porteurs des actions privilégiées de série 5 auront droit aux dividendes en trésorerie privilégiés cumulatifs à taux variable que déclarera le conseil d'administration et que la société versera trimestriellement et dont le taux correspondra au rendement des bons du Trésor du Canada de trois mois alors en vigueur, plus 1,36 pour cent. Le 1^{er} juin 2026 et le 1^{er} juin tous les cinq ans par la suite (la « date de conversion des actions de série 5 »), les porteurs des actions privilégiées de série 5 pourront choisir de reconvertir la totalité ou une partie de leurs actions privilégiées de série 5 en un nombre égal d'actions privilégiées de série 4. La société peut racheter les actions privilégiées de série 5, en totalité ou en partie, au prix de 25,00 \$ par action, à une date de conversion des actions de série 5 ou au prix de 25,50 \$ par action à toute autre date.

ACTIONS DE CATÉGORIE A ET ACTIONS DE CATÉGORIE B

Les porteurs des actions de catégorie A et de catégorie B ont le droit de partager, à raison de une action pour une action, à égalité, tous les dividendes que la société déclare sur ces catégories d'actions ainsi que les biens résiduels de la société à la dissolution. Les porteurs des actions de catégorie B ont le droit, en tout temps, de voter et d'échanger chaque action détenue contre une action de catégorie A.

Si une offre autorisée visant l'achat d'actions de catégorie B est présentée à tous ou presque tous les porteurs des actions de catégorie B sans être présentée simultanément aux porteurs des actions de catégorie A, ces derniers ont alors la possibilité de convertir leurs actions de catégorie A en actions de catégorie B à raison d'une action pour une action, lesquelles actions de catégorie B seront, par suite d'une telle conversion, automatiquement déposées en réponse à l'offre. Toutes les actions de catégorie B converties seront automatiquement converties à nouveau en actions de catégorie A à raison d'une action pour une action si le propriétaire révoque la conversion pendant la durée de l'offre ou si suivant les modalités de pareille offre ces actions de catégorie B converties ne font pas l'objet d'une prise de livraison.

RESTRICTIONS RELATIVES AUX DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES SUR LES ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Les statuts de la société renferment des dispositions à l'égard de chaque série d'actions privilégiées qui restreignent la déclaration ou le versement de dividendes sur les actions des catégories A ou B, ou sur toute autre série d'actions privilégiées de rang inférieur, à moins que tous les dividendes déclarés, y compris les dividendes payables à la dernière date de versement de dividendes respective, aient été versés ou réservés aux fins de versement.

DETTE À LONG TERME

En septembre 2025, CU Inc. a émis des débentures à 4,787 pour cent totalisant 370 M\$ et échéant le 16 septembre 2055. Le produit de cette émission a servi à financer les dépenses en immobilisations, à rembourser la dette existante et à d'autres fins générales.

En 2025, la société a emprunté 65 M\$ sur sa facilité de crédit non renouvelable, non garantie et amortissable de 155 M\$ afin de financer la construction du projet Transfert du Centre-Est vers l'extérieur de l'entreprise de transport d'électricité. Le taux d'intérêt fixe est de 2,17 pour cent, et les remboursements trimestriels, qui commenceront lorsque le projet aura atteint le stade de l'exploitation commerciale, devraient se poursuivre jusqu'au 30 juin 2056.

Se reporter à la note 12 des états financiers consolidés de 2025 pour plus d'information sur les titres de créance à long terme émis et en cours. Les débentures ne sont inscrites à la cote d'aucune bourse. Les états financiers consolidés peuvent être consultés sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.

FACILITÉS DE CRÉDIT

Au 31 décembre 2025, CU Inc. et ses filiales disposaient des facilités de crédit suivantes :

(en millions de dollars)	Total	Utilisé	Disponible
Facilités engagées à long terme	900	125	775
Facilités non engagées	100	56	44
Total	1 000	181	819

Des facilités de crédit totales de 1 000 M\$, une tranche de 100 M\$ a trait à des facilités de crédit non engagées pour lesquelles aucune date d'échéance n'est fixée. Le solde de 900 M\$ a trait à des facilités de crédit engagées dont les dates d'échéance s'échelonnent entre 2027 et 2028, et pourraient être prorogées au gré des prêteurs. La majeure partie des facilités de crédit sont fournies par des banques canadiennes. Se reporter à la note 12 des états financiers consolidés de 2025 pour plus d'information sur les facilités de crédit. Les états financiers consolidés peuvent être consultés sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.

NOTATIONS

Les notations sont censées donner aux investisseurs une mesure indépendante de la qualité du crédit d'une émission de titres. Les notes indiquent la probabilité de remboursement et la capacité et la volonté d'un émetteur de respecter ses engagements financiers relativement à une obligation. La notation d'un titre ne constitue pas une recommandation d'acheter, de vendre ou de détenir le titre et peut être révisée ou retirée en tout temps par l'agence de notation du crédit.

Comme le veut l'usage, la société verse des honoraires aux agences de notation pour l'attribution de notes ainsi que d'autres services. La société prévoit effectuer des paiements semblables à l'avenir.

Les notations sont importantes pour les coûts de financement et la capacité de mobiliser des fonds de la société. La société a l'intention de maintenir des notations de bonne qualité afin de pouvoir emprunter efficacement et à coût peu élevé les fonds requis pour exercer ses activités et croître.

Le tableau suivant présente les notations actuellement attribuées à CU Inc.

	DBRS	Fitch
CU Inc.		
Émetteur	A (élevée)	A-
Titres de créance non garantis de premier rang	A (élevée)	A
Billets de trésorerie	R-1 (faible)	F2
Actions privilégiées	PFD-2 (élevée)	BBB+

Le 23 juillet 2025, DBRS Limited a confirmé la notation à long terme de la société, soit « A (élevée) », avec perspective stable, attribuée à CU Inc.

Le 27 octobre 2025, Fitch Ratings a confirmé la notation d'émetteur de crédit de « A- », avec perspective stable, attribuée à CU Inc.

NOTATION DE L'ÉMETTEUR ET DE LA DETTE À LONG TERME

La note « A » accordée par DBRS à un émetteur représente la troisième catégorie en importance sur 10 catégories. Un émetteur ayant la note « A » a une bonne qualité de crédit. La capacité de remboursement des obligations financières est importante, mais de moindre qualité que dans le cas d'un émetteur ayant reçu la note « AA ». Les émetteurs ayant la note « A » peuvent être vulnérables aux événements futurs, mais les facteurs défavorables sont considérés comme gérables. Chaque catégorie d'évaluation, mis à part les catégories « AAA » et « D », comporte une indication de sous-catégorie « élevée » ou « faible ». L'absence de la désignation « élevée » ou « faible » indique que la note se situe au « milieu » de la catégorie.

La note « A » accordée par Fitch à un émetteur représente la troisième catégorie en importance sur 11 catégories. La note « A » indique un risque de défaut prévu faible. La capacité de s'acquitter des engagements financiers est considérée comme élevée. Toutefois, cette capacité risque d'être plus vulnérable aux changements du contexte commercial ou de la conjoncture économique que celle des sociétés ayant obtenu des notes plus élevées. Les notes entre « AA » et « CCC » de Fitch peuvent être assorties d'un signe + ou – qui indique la position relative à l'intérieur des catégories d'évaluation de même que les différences relatives de probabilité de défaut ou de recouvrement pour les émissions.

NOTATION DES BILLETS DE TRÉSORERIE ET DES TITRES D'EMPRUNT À COURT TERME

La note « R-1 (faible) » accordée par DBRS représente la dernière sous-catégorie de la première de six catégories et est attribuée à des titres d'emprunt à court terme ayant une bonne qualité de crédit. La capacité de paiement des obligations financières à court terme lorsqu'elles deviennent exigibles est importante. La solidité globale n'est pas aussi importante que dans le cas des sous-catégories de notation supérieures. Les entités dans cette catégorie peuvent être plus vulnérables aux événements futurs, mais les facteurs défavorables sont considérés comme gérables. Les catégories « R-1 » et « R-2 » comportent l'indication de sous-catégorie « élevée », « milieu » ou « faible ».

La note « F2 » accordée par Fitch à un émetteur représente la deuxième catégorie en importance sur 7 catégories. La note « F2 » indique une bonne capacité de paiement en temps voulu des engagements financiers par rapport à d'autres émetteurs ou obligations du même pays ou de la même union monétaire. Toutefois, la marge de sécurité n'est pas aussi grande que dans le cas de notations plus élevées.

NOTATION DES ACTIONS PRIVILÉGIÉES

La note « PFD-2 » accordée par DBRS représente la deuxième catégorie en importance sur 6 catégories de notes utilisées par DBRS. Les actions privilégiées ayant reçu une note de cette catégorie sont généralement d'une bonne qualité de crédit. La protection des dividendes et du capital est importante, mais le résultat, le bilan et les ratios de couverture ne sont pas aussi solides que dans le cas des sociétés notées « PFD-1 ». Chaque catégorie d'évaluation comporte une indication de sous-catégorie « élevée » ou « faible ». L'absence de la désignation « élevée » ou « faible » indique que la note se situe au « milieu » de la catégorie.

La note « BBB » accordée par Fitch à un émetteur représente la quatrième catégorie en importance sur 11 catégories. La note « BBB » indique un risque de défaut prévu faible. La capacité de s'acquitter d'engagements financiers est considérée comme adéquate, mais des changements défavorables de la conjoncture commerciale ou économique sont davantage susceptibles de nuire à cette capacité. Les notes entre « AA » et « CCC » de Fitch peuvent être assorties d'un signe + ou – qui indique la position relative à l'intérieur des catégories d'évaluation de même que les différences relatives de probabilité de défaut ou de recouvrement pour les émissions.

MARCHÉ POUR LES TITRES DE LA SOCIÉTÉ

Les actions privilégiées à dividende cumulatif rachetables de série 1 et de série 4 de la société sont inscrites à la Bourse de Toronto.

Dans le tableau suivant sont indiqués les cours extrêmes enregistrés pour les actions de la société négociées à la Bourse de Toronto en 2025 et le volume des opérations sur celles-ci sous les symboles CIU.PR.A pour les actions de série 1 et CIU.PR.C pour les actions de série 4.

2025	Série 1			Série 4		
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	20,10 \$	19,06 \$	26 708	15,80 \$	15,19 \$	84 500
Février	19,88 \$	19,46 \$	34 906	15,45 \$	15,05 \$	46 500
Mars	20,01 \$	19,42 \$	67 432	15,49 \$	14,10 \$	280 780
Avril	19,99 \$	18,56 \$	32 777	14,70 \$	14,12 \$	28 891
Mai	19,65 \$	18,80 \$	28 615	14,85 \$	14,12 \$	64 533
Juin	19,66 \$	19,34 \$	60 099	16,00 \$	15,19 \$	27 372
Juillet	20,50 \$	19,50 \$	67 775	16,95 \$	16,08 \$	91 554
Août	20,78 \$	20,06 \$	360 867	16,94 \$	16,40 \$	28 420
Septembre	22,48 \$	20,56 \$	81 842	16,86 \$	16,65 \$	39 587
Octobre	21,50 \$	20,80 \$	64 729	17,25 \$	16,51 \$	240 800
Novembre	21,91 \$	20,70 \$	112 148	17,30 \$	17,05 \$	8 300
Décembre	21,34 \$	20,75 \$	32 214	18,45 \$	17,16 \$	207 711

MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DE LA HAUTE DIRECTION

MEMBRES DU CONSEIL ¹⁾

Nom, province ou État et pays de résidence	Poste	Poste et occupation principale	Année d'entrée en fonction
Loraine M. Charlton ²⁾ Alberta, Canada	Administratrice	Administratrice de sociétés	2008
Robert J. Hanf ²⁾ Alberta, Canada	Administrateur	Administrateur de sociétés	2025
Nancy C. Southern Alberta, Canada	Présidente-directrice du conseil Administratrice	Présidente du conseil et chef de la direction, ATCO Ltd. Présidente-directrice du conseil, Canadian Utilities Limited	1999
Linda A. Southern-Heathcott Alberta, Canada	Vice-présidente du conseil et administratrice	Présidente et chef de la direction de Spruce Meadows Ltd.	2017
Roger J. Urwin ²⁾ Londres, Angleterre	Administrateur	Administrateur de sociétés	2025

1) Tous les membres du conseil occupent leurs fonctions pendant un an, jusqu'à ce que leur successeur soit élu ou nommé.

2) Membre du comité d'audit.

MEMBRES DE LA DIRECTION (EN ORDRE ALPHABÉTIQUE)

Nom, province ou État et pays de résidence	Poste et occupation principale
Kyle M. Brunner Alberta, Canada	Vice-président principal, chef du contentieux et secrétaire général
Colin R. Jackson Alberta, Canada	Vice-président principal, affaires financières
Robert J. Myles Alberta, Canada	Chef de la direction
Wayne D. O'Connor Alberta, Canada	Vice-président directeur et chef des affaires réglementaires
Katherine-Jane Patrick Alberta, Canada	Vice-présidente directrice et chef des finances
Rebecca A. Penrice Alberta, Canada	Vice-présidente directrice et chef de l'administration
D. Jason Sharpe Alberta, Canada	Chef de l'exploitation, ATCO Energy Systems
Nancy C. Southern Alberta, Canada	Présidente-directrice du conseil

POSTES OCCUPÉS PAR LES DIRIGEANTS AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

Au cours des cinq dernières années, tous les dirigeants ont exercé les occupations principales indiquées précédemment ou d'autres fonctions au sein des sociétés ou des entreprises mentionnées, de sociétés du même groupe que celles-ci ou de sociétés qui ont été remplacées par celles-ci, à l'exception de M. Brunner et de M. O'Connor.

- M. Brunner a été nommé vice-président, secrétaire général en septembre 2021 et a ensuite été promu vice-président principal, chef du contentieux et secrétaire général en novembre 2022. Avant d'entrer au service de la société, M. Brunner était vice-président, chef du contentieux et secrétaire général de Seven Generations Energy Ltd. Il a travaillé pour le compte de Seven Generations de février 2015 à avril 2021.
- M. O'Connor s'est joint à la société à titre de vice-président directeur et chef des affaires réglementaires en mai 2025. Avant d'entrer au service de la société, il a été président et chef de la direction de Creative Energy de juillet 2022 à 2025 et président et chef de la direction d'ENMAX Corporation de 2020 à 2021.

PARTICIPATION DES MEMBRES DU CONSEIL ET DE LA HAUTE DIRECTION DANS LA SOCIÉTÉ

Sauf indication contraire à la rubrique intitulée « Titres avec droit de vote et leurs principaux porteurs », au 31 décembre 2025, aucun des membres du conseil ou de la haute direction de la société, en tant que groupe, directement ou indirectement, au moyen d'avoirs dans des sociétés ou autrement, n'était propriétaire véritable ni ne contrôlait d'actions de catégorie B en circulation de la société ni n'exerçait une emprise sur de telles actions.

RÉMUNÉRATION DE LA HAUTE DIRECTION

Voir le rapport sur la rémunération à l'annexe 1.

RÉMUNÉRATION DES MEMBRES DU CONSEIL

En 2025, les membres du conseil qui n'étaient pas des salariés de la société ont reçu la rémunération annuelle indiquée dans le tableau ci-dessous pour avoir rempli la fonction de membre du conseil.

Administrateurs	Rémunération annuelle	Membre du comité d'audit	Président du comité d'audit	Total par membre du conseil
Robert T. Booth ¹⁾	3 573 \$	2 144 \$	s. o.	5 717 \$
Loraine M. Charlton ²⁾	10 000 \$	3 874 \$	8 129 \$	22 003 \$
Robert J. Hanf ²⁾	6 456 \$	s. o.	14 849 \$	21 305 \$
Robert J. Normand ¹⁾	3 573 \$	2 144 \$	s. o.	5 717 \$
Linda A. Southern-Heathcott	10 000 \$	s. o.	s. o.	10 000 \$
Roger J. Urwin ³⁾	0 \$	3 908 \$	s. o.	3 908 \$
Total de la rémunération	33 602 \$	12 070 \$	22 978 \$	68 650 \$

1) Avec prise d'effet le 8 mai 2025, M. Booth et M. Normand ont quitté leur poste au conseil d'administration.

2) Avec prise d'effet le 8 mai 2025, M^{me} Charlton a cessé d'être présidente du comité d'audit, et M. Hanf l'a remplacée.

3) Dr Urwin a été nommé membre du comité d'audit le 8 mai 2025 et ne reçoit pas de rémunération annuelle de CU Inc. en raison de la rémunération qu'il reçoit d'ATCO Ltd. et de Canadian Utilities Limited.

INTÉRÊTS DE MEMBRES DE LA DIRECTION ET D'AUTRES PERSONNES DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Aucun membre du conseil ou de la haute direction de la société ni aucune personne physique ou morale qui a la propriété véritable, directement ou indirectement, de plus de 10 pour cent des actions de catégorie B de la société ou qui exerce une emprise sur un tel nombre d'actions, ni aucune personne ayant des liens avec l'un d'eux ou faisant partie du même groupe qu'eux, n'a ou n'avait un intérêt important, directement ou indirectement, dans une opération réalisée au cours des trois derniers exercices clos ou de l'exercice actuel qui a eu ou qui pourrait raisonnablement avoir une incidence importante sur la société.

INTERDICTIONS D'OPÉRATIONS, FAILLITES, AMENDES OU SANCTIONS

Interdictions d'opérations

Aucun membre du conseil ou de la haute direction de la société n'était, à la date de la présente notice annuelle, ni n'avait été, au cours des 10 années précédant la date des présentes, membre du conseil, chef de la direction ou chef des finances d'une société (y compris CU Inc.) qui :

- i. a fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance semblable ou s'est vu refuser le droit de se prévaloir de toute dispense prévue par la législation en valeurs mobilières pendant plus de 30 jours consécutifs pendant la durée du mandat du membre du conseil;
- ii. après la cessation des fonctions de membre du conseil ou de la haute direction, a fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance semblable ou s'est vu refuser le droit de se prévaloir de toute dispense prévue par la législation en valeurs mobilières pendant plus de 30 jours consécutifs en raison d'un événement survenu pendant que le membre du conseil, le chef de la direction ou le chef des finances dont le mandat est terminé exerçait ces fonctions.

Faillites d'entreprises

Sauf indication contraire ci-après, aucun membre du conseil, membre de la haute direction ou actionnaire de contrôle de la société n'est, à la date de la présente notice annuelle, ou n'a été, au cours des 10 années précédant cette date, membre du conseil ou membre de la haute direction d'une société (y compris CU Inc.) qui, pendant que la personne exerçait ces fonctions ou au cours de l'année suivant la cessation des fonctions du membre du conseil ou de la haute direction, a fait faillite, a fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, a fait l'objet ou a été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec des créanciers, ou a vu un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite nommé afin de détenir son actif.

M^{me} Nancy C. Southern était, jusqu'à sa démission le 24 août 2020, administratrice et présidente de Swizzlesticks Enterprises Ltd., une société privée albertaine exploitant un salon et un spa à Calgary, en Alberta, qui, le 24 août 2020, a entamé une procédure de proposition en vertu de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité* (Canada) en déposant un avis d'intention de faire une proposition. La société a été déclarée en faillite et un syndic a été nommé le 25 août 2020. Une demande de libération du syndic a été approuvée le 14 décembre 2021.

M^{me} Penrice était vice-présidente directrice et chef de l'exploitation de Sears Canada Inc. (« Sears ») lorsque, le 22 juin 2017, Sears a annoncé qu'elle et certaines de ses filiales (le « Groupe Sears ») avaient obtenu de la Cour supérieure de l'Ontario (liste commerciale) (la « Cour ») une ordonnance qui, entre autres, accordait au Groupe Sears la protection envers ses créanciers en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers de compagnies* (Canada). Le 29 juin 2017, Sears a été avisée que le comité des inscriptions de la Bourse de Toronto avait décidé de radier les actions ordinaires de Sears en fin de séance le 28 juillet 2017. Sears n'a pas interjeté appel de la décision. Le 16 octobre 2017, Sears a annoncé qu'elle avait reçu l'approbation de la Cour pour procéder à la liquidation de tous ses stocks et meubles, accessoires et équipements situés dans ses magasins restants.

Faillites personnelles

Aucun membre du conseil, membre de la haute direction ou actionnaire de contrôle de la société n'a, au cours des 10 années précédant la date de la présente notice annuelle, fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, fait l'objet ou été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec des créanciers, ou vu un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite nommé afin de détenir son actif.

Amendes ou sanctions

Aucun membre du conseil, membre de la haute direction ou actionnaire de contrôle actuel de la société ne s'est vu imposer :

- i. des amendes ou des sanctions par un tribunal aux termes de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières, ou n'a conclu un règlement à l'amiable avec une telle autorité; ni
- ii. toute autre amende ou sanction par un tribunal ou un organisme de réglementation qui serait susceptible d'être considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision en matière de placement.

CONFLITS D'INTÉRÊTS

Il peut arriver dans certains cas que des membres du conseil de la société soient membres du conseil ou dirigeants de sociétés lui faisant concurrence. Rien ne garantit que ces membres du conseil feront part à la société des occasions qu'ils repèrent. Toutefois, les procédures de la société exigent que tous les membres du conseil et de la haute direction se conforment aux exigences de déclaration énoncées dans la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* concernant les intérêts importants. Le cas échéant, le membre du conseil qui déclare avoir un intérêt important dans une affaire se retire lorsque la question est soumise au vote du conseil. Le conseil peut également demander au membre du conseil ou de la direction ayant déclaré un tel intérêt de se retirer lorsque les membres du conseil discutent de l'affaire en question.

TITRES AVEC DROIT DE VOTE ET LEURS PRINCIPAUX PORTEURS

La société compte 2 188 262 actions de catégorie B en circulation qui appartiennent en totalité à Canadian Utilities. ATCO Ltd. (« ATCO ») est propriétaire, directement ou indirectement, de 99,6 pour cent des titres avec droit de vote de Canadian Utilities. ATCO est contrôlée par Sentgraf Enterprises Ltd. et son actionnaire contrôlant est la famille Southern.

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres pour les actions privilégiées à dividende cumulatif rachetables des séries 1 et 4 est la Odyssey Trust Company, à ses bureaux principaux situés à Calgary, à Vancouver et à Toronto.

POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI

La société est partie à un certain nombre de requêtes, de litiges, de poursuites et d'autres actions en justice. Elle est d'avis que le passif auquel ces actions en justice pourraient ultimement donner lieu n'aura pas d'incidence significative sur ses états financiers consolidés. En outre, aucune amende ni aucune sanction n'a été imposée au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025 par un tribunal et aucun règlement à l'amiable n'a été conclu devant un tribunal ou avec une autorité en valeurs mobilières en lien avec la législation en valeurs mobilières. Aucun tribunal ou organisme de réglementation n'a imposé d'autres amendes ou sanctions connues à l'encontre de la société qui seraient susceptibles d'influencer les décisions de placement d'un investisseur.

CONTRATS IMPORTANTS

À l'exception des contrats conclus dans le cours normal des activités (à moins d'une exigence de déclaration de la législation en valeurs mobilières), la société ou ses filiales n'ont conclu, pendant le dernier exercice ou avant le dernier exercice, aucun contrat important qui est toujours en vigueur.

INTÉRÊT DES EXPERTS

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. (« PwC ») a préparé le rapport de l'auditeur portant sur les états financiers consolidés de 2025 de la société. PwC est indépendante aux termes des règles de déontologie intitulées *Rules of Professional Conduct* des comptables professionnels agréés de l'Alberta.

HONORAIRES POUR LES SERVICES DE L'AUDITEUR EXTERNE

Le total des honoraires engagés par la société et ses filiales relativement aux services professionnels rendus par PwC pour chacun des deux derniers exercices s'établit comme suit :

(en millions de dollars)	2025	2024
Honoraires d'audit ¹⁾	1,7	1,8
Total	1,7	1,8

1) Les honoraires d'audit comprennent l'ensemble des honoraires versés à l'auditeur externe pour l'audit des états financiers consolidés annuels et d'autres audits et dépôts réglementaires.

INFORMATION PROSPECTIVE

Certains énoncés figurant dans la présente notice annuelle constituent de l'information prospective. L'information prospective comprend généralement des expressions comme « s'attendre à », « planifier », « estimer », « prévoir », « peuvent », « seront », « a l'intention de », « devraient », « objectifs », « cibles », « stratégie », « futur » et d'autres encore. L'information prospective contenue dans la présente notice annuelle porte notamment, sans s'y limiter, sur les plans stratégiques; les occasions de croissance, de diversification et d'expansion prévues; la date prévue de début, d'achèvement ou d'exploitation commerciale des activités, des contrats ou des projets; les modalités ou la date d'échéance prévues des contrats; l'incidence ou les avantages des contrats, y compris les avantages économiques et les autres avantages pour la société et ses partenaires et contreparties; le versement de dividendes; l'ampleur, les

caractéristiques et la capacité de livraison de gaz naturel supplémentaire prévues du projet de Yellowhead, les dépenses en immobilisations prévues pour le projet Yellowhead, le nombre de demandes réglementaires et les dates prévues pour le début de la construction du projet Yellowhead et pour sa mise en service; la relation intégrée entre NGTL et l'entreprise de transport de gaz naturel d'ATCO Energy Systems qui soutient la croissance en Alberta grâce à un réseau de transport de gaz naturel coordonné à l'échelle de la province; les attentes concernant le projet Transfert du Centre-Est vers l'extérieur, dont l'ampleur, la capacité et les avantages prévus du projet, le calendrier prévu pour la mise en service du projet ainsi que l'investissement total prévu pour le projet; l'incidence prévue des nouvelles lois; et le moment et l'incidence prévus des décisions et des nouvelles informations d'ordre réglementaire.

Même si la société est d'avis que les prévisions formulées dans l'information prospective sont raisonnables, compte tenu de l'information disponible à la date où les énoncés ont été formulés et des processus suivis pour préparer l'information, ces énoncés ne représentent pas une garantie de la performance future, et rien ne garantit que les prévisions se concrétiseront. Il ne faut pas se fier outre mesure à l'information prospective. De par leur nature, ces énoncés s'appuient sur diverses hypothèses, et ils tiennent compte de risques et d'incertitudes, connus et inconnus, ainsi que d'autres facteurs pouvant faire en sorte que les résultats réels, les niveaux d'activité et les réalisations diffèrent considérablement de ceux qui y sont exprimés ou sous-entendus. L'information prospective présentée par la société reflète les opinions et les hypothèses de cette dernière en ce qui a trait, notamment, à ce qui suit : l'applicabilité et la stabilité des exigences légales et réglementaires dans les territoires où nous investissons ou exerçons nos activités; le paiement des frais dus pour certains contrats; certaines demandes d'ordre réglementaire présentées et approuvées; l'augmentation de la demande en énergie; l'inflation; le développement et la performance des technologies et des innovations technologiques et la capacité d'accéder à tous les outils technologiques nécessaires, et de les mettre en œuvre, en vue de l'atteinte des objectifs commerciaux; la poursuite de la collaboration avec certains partenaires d'affaires, de nouveaux partenaires d'affaires ainsi que certains organismes de réglementation et groupes environnementaux; la performance des actifs et de l'équipement; les niveaux de la demande en ce qui a trait au pétrole, au gaz naturel, à l'essence, au diesel et à d'autres sources d'énergie; les niveaux futurs de consommation d'énergie; les taux de production futurs; les produits des activités ordinaires et le résultat futurs; la capacité de respecter les échéanciers des projets en cours et de terminer les projets en développement proposés en respectant les budgets actuels estimés; la disponibilité des sources de financement à des conditions acceptables; et d'autres hypothèses sur lesquelles reposent les prévisions de la direction quant à l'information prospective mentionnée aux présentes.

Les résultats réels de la société pourraient différer considérablement de ceux prévus dans les énoncés prospectifs, en raison notamment des risques inhérents à la performance des actifs; à la rentabilité des capitaux et aux économies de coûts; aux lois et aux règlements, à leur interprétation et à la manière dont ils seront appliqués; aux changements de politiques gouvernementales; aux décisions d'ordre réglementaire; à l'environnement concurrentiel des secteurs dans lesquels la société exerce ses activités; à l'évolution des marchés et de l'économie; au risque de crédit; aux fluctuations des taux d'intérêt; à la disponibilité et au coût de la main-d'œuvre, des matériaux, des services, de l'infrastructure et de la demande future pour des ressources; au développement et à l'exécution de projets, y compris les projets en développement qui ne respectent pas l'échéancier, qui ne se concrétisent pas ou qui ne respectent pas le budget estimé; à la disponibilité des sources de financement pour les projets en développement à des conditions acceptables; aux prix de l'électricité, du gaz naturel, des liquides de gaz naturel et de l'énergie renouvelable; au développement et à la performance des technologies et des nouveaux produits, services et programmes écoénergétiques, y compris l'utilisation de combustibles sans émission de carbone ou provenant de sources renouvelables, le captage et le stockage du carbone, l'électrification de l'équipement alimenté par des sources d'énergie ne produisant aucune émission et l'utilisation et la disponibilité de crédits compensatoires de carbone; à la résiliation, au dénouement ou à la rupture éventuel de contrats par des contreparties, ou en cas de défaillance ou de non-conformité; au risque que des paiements dus ne soient pas recouverts ou reçus, ou qu'ils le soient plus tard que prévu; aux risques associés à de potentielles procédures en cas de poursuites; aux dommages potentiels à notre marque ou à notre réputation résultant d'une performance insatisfaisante, de facteurs qui échappent à notre volonté, ou de publicité négative quant à des activités, des projets ou des investissements importants; aux risques de perturbations opérationnelles, de pannes ou de cas de force majeure; à la survenance d'événements imprévus comme des incendies, des événements météorologiques extrêmes, des explosions, des éruptions, des bris d'équipement, des incidents liés au transport et d'autres accidents ou événements similaires; aux pandémies; à l'imposition de tarifs douaniers et d'autres restrictions commerciales, et aux changements à cet égard; aux tensions géopolitiques et aux guerres; ainsi qu'à d'autres facteurs de risque, dont bon nombre échappent au contrôle de la société. En raison des interdépendances et de la corrélation entre ces facteurs, il est impossible de déterminer avec certitude l'incidence que pourrait avoir l'une ou l'autre de ces hypothèses sur un énoncé prospectif donné. Le lecteur devrait également savoir que la liste de facteurs et de risques qui précède n'est pas exhaustive. Pour obtenir des informations complémentaires sur les principaux risques auxquels est exposée la société, se reporter à la rubrique « Risques commerciaux et gestion des risques » du rapport de gestion.

La présente notice annuelle peut contenir de l'information qui constitue de l'information financière prospective ou des perspectives financières, qui sont toutes assujetties aux hypothèses, facteurs de risque, limites et réserves indiqués ci-dessus. Le lecteur est mis en garde contre le fait que les hypothèses retenues pour la préparation de ces informations, bien qu'elles étaient raisonnables au moment de la préparation, pourraient se révéler imprécises ou inexactes et qu'il ne faut donc pas se fier indûment aux informations financières prospectives ou aux perspectives financières. Les résultats, la performance et les réalisations réels de la société pourraient différer considérablement de ceux qui sont énoncés ou sous-entendus dans l'information financière prospective ou les perspectives financières. La société a inclus ces informations afin de donner au lecteur un aperçu plus complet de ses activités d'exploitation futures et de ses attentes actuelles concernant sa performance future. Ces informations pourraient ne pas convenir à d'autres fins, et le lecteur est donc mis en garde contre le fait qu'elles ne devraient pas être utilisées à des fins autres que celles pour lesquelles elles sont présentées. L'information financière prospective ou les perspectives financières contenues aux présentes ont été formulées à la date de la présente notice annuelle.

L'information prospective qui figure dans la présente notice annuelle représente les attentes de la société à la date des présentes, et elle pourrait changer après cette date. La société n'a pas l'intention ni l'obligation de mettre à jour ou de réviser l'information prospective par suite de nouvelles informations, d'événements futurs ou pour d'autres motifs, sauf si elle est tenue de le faire en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables.

INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

On peut obtenir des informations complémentaires sur la société sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.

De l'information financière complémentaire figure dans les états financiers consolidés audités de 2025 et le rapport de gestion de la société de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

On peut obtenir de l'information sur ATCO ou sur Canadian Utilities en présentant une demande au service des relations avec les investisseurs à l'adresse 5302, rue Forand S. O., immeuble ouest, 3^e étage, Calgary (Alberta) T3E 8B4, ou par téléphone au 403 292-7500.

GLOSSAIRE

actions de catégorie A s'entend des actions ordinaires de catégorie A sans droit de vote de la société.

actions de catégorie B s'entend des actions ordinaires de catégorie B de la société.

AESO s'entend de l'Alberta Electric System Operator.

APL s'entend d'Alberta PowerLine.

AUC désigne l'Alberta Utilities Commission.

entreprises de services publics de l'Alberta ou entreprises de services publics s'entend des entreprises de distribution d'électricité, de transport d'électricité, de distribution de gaz naturel et de transport de gaz naturel et de leurs filiales.

états financiers consolidés de 2025 s'entend des états financiers consolidés de CU Inc. pour l'exercice clos le 31 décembre 2025.

gigawattheure (« GWh ») s'entend de la mesure de la consommation d'électricité correspondant à l'utilisation de un milliard de watts d'électricité sur une période de une heure.

IFRS s'entend des Normes internationales d'information financière.

mégawatt (« MW ») s'entend d'une mesure de puissance électrique égale à 1 000 000 de watts.

pétajoule (« PJ ») s'entend d'une unité d'énergie équivalant à environ 948,2 milliards d'unités thermiques anglaises.

rapport de gestion s'entend du rapport de gestion de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2025.

REA s'entend de Rural Electrification Association. Les REA sont établies en vertu de la loi intitulée *Rural Utilities Act* (Alberta) par des groupes de personnes qui exploitent des entreprises agricoles. Chaque REA achète de l'électricité pour la distribuer à ses membres par l'entremise d'un réseau de distribution dont elle est propriétaire.

RCP s'entend du rendement des capitaux propres.

SEDAR+ s'entend du Système électronique de données, d'analyse et de recherche+.

société s'entend de CU Inc. et comprend, sauf si le contexte l'exclut, ses filiales.

ANNEXE 1

RAPPORT SUR LA RÉMUNÉRATION

Le présent rapport sur la rémunération explique le programme de rémunération des membres de la haute direction de la société et la manière dont il est structuré, régi et conçu pour appuyer les objectifs commerciaux de l'entreprise.

Le présent rapport sur la rémunération fait état de la rémunération de la présidente-directrice du conseil, du chef de la direction, du chef des finances et des quatre autres membres de la haute direction suivants ayant reçu le salaire le plus élevé au 31 décembre 2025 (les « membres de la haute direction visés ») :

- Nancy C. Southern, présidente-directrice du conseil
- Robert (Bob) J. Myles, chef de la direction
- Katherine-Jane (Katie) Patrick, vice-présidente directrice et chef des finances
- D. Jason Sharpe, chef de l'exploitation, ATCO Energy Systems
- Rebecca (Becky) A. Penrice, vice-présidente directrice, chef de l'administration
- Derek M. McHugh, vice-président principal, Électricité, ATCO Electric Ltd.
- Lance S. Radke, vice-président principal, Gaz et pipelines, ATCO Gas and Pipelines Ltd.

Nancy C. Southern a quitté ses fonctions de présidente du conseil et chef de la direction pour assumer le rôle de présidente-directrice du conseil, avec prise d'effet le 8 mai 2025.

Bob Myles a été promu au poste de chef de la direction de Canadian Utilities avec prise d'effet le 8 mai 2025. Il occupait auparavant le poste de chef de l'exploitation de Canadian Utilities, auquel il avait été nommé le 1^{er} février 2025. La rémunération indiquée aux présentes est celle octroyée par CU Inc.

En 2025, les membres de la haute direction visés occupaient plusieurs fonctions au sein de CU Inc., de Canadian Utilities et/ou d'ATCO, la société mère ultime de la société, sauf D. Jason Sharpe, Derek M. McHugh et Lance S. Radke. La totalité de leur charge de rémunération a été affectée à CU Inc.

Chaque année, la société attribue une rémunération aux membres de la haute direction qui occupent plusieurs fonctions, selon l'apport de chacune des entités au total des produits des activités ordinaires consolidés, aux charges liées à la main-d'œuvre et au total de l'actif. Ce mode d'attribution, qui a été approuvé par l'Alberta Utilities Commission, représente une estimation du temps que les membres de la haute direction devraient, selon la société, consacrer à chaque entité.

Le tableau suivant illustre la répartition des charges de rémunération non fondée sur des titres de capitaux propres des membres de la haute direction ayant plusieurs fonctions partagées entre CU Inc., Canadian Utilities et ATCO au cours des trois derniers exercices. Les montants au titre de la rémunération affectée à CU Inc. sont indiqués dans la présente annexe 1.

	Montant payé et déclaré par CU Inc. (%)	Montant payé par Canadian Utilities (%)	Montant payé par ATCO (%)	Montant total combiné déclaré dans la circulaire de sollicitation de procurations d'ATCO (%)
2025	70,6	14,4	15,0	100
2024	71,1	16,9	12,0	100
2023	72,1	16,9	11,0	100

ÉLÉMENTS COMPOSANT LE PROGRAMME DE RÉMUNÉRATION DES MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Les informations à fournir en vertu des articles 2.1, 2.3 et 2.4 de l'annexe 51-102A6, *Déclaration de la rémunération de la haute direction*, du Règlement 51-102 sont présentées dans les circulaires de sollicitation de procurations par la direction datées du 6 mars 2026 de Canadian Utilities et/ou d'ATCO, lesquelles sont intégrées aux présentes par renvoi et peuvent être consultées sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.

Le présent document fait état de la totalité de la rémunération en titres de capitaux propres de Canadian Utilities attribuée aux membres de la haute direction visés. La rémunération en titres de capitaux propres d'ATCO ainsi que l'information concernant les régimes sous forme de titres de capitaux propres sont présentées dans la circulaire de sollicitation de procurations par la direction datée du 6 mars 2026 d'ATCO, laquelle peut être consultée sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.

MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION VISÉS EN 2025

NANCY C. SOUTHERN



Présidente-directrice du conseil

Domicile : Calgary, Canada

Nombre d'années de service : 36

Âge : 69 ans

M^{me} Southern est présidente-directrice du conseil de CU Inc. et siège à celui-ci depuis 1999. En tant que présidente-directrice du conseil, elle dirige le conseil d'administration afin d'assurer une gouvernance solide et continue au nom du conseil et guide l'orientation stratégique, la vision et la réussite opérationnelle de CU Inc. Elle a positionné la société aux premiers rangs de la réconciliation économique avec les Autochtones et de la transition énergétique, en se concentrant sur les combustibles propres, l'électricité et les infrastructures énergétiques essentielles. M^{me} Southern a reçu de nombreuses reconnaissances pour son engagement envers les principes de démocratie et de libre entreprise. En 2024, elle est devenue membre de l'Alberta Order of Excellence, la plus haute distinction décernée par la province de l'Alberta à ses citoyens.

	2025 (\$)	2024 (\$)	2023 (\$)
Trésorerie			
Salaire de base	706 000	734 700	721 000
Prime à court terme	1 412 000	1 194 480	1 297 800
Rémunération en espèces totale	2 118 000	1 929 180	2 018 800
Capitaux propres			
Unités d'actions restreintes	S. O.	S. O.	S. O.
Options sur actions	1 696 000	1 606 500	796 000
Total des capitaux propres	1 696 000	1 606 500	796 000
Rémunération directe totale	3 814 000	3 535 680	2 814 800

M^{me} Southern a conclu un contrat d'emploi avec Canadian Utilities. Des précisions concernant ce contrat sont fournies dans la circulaire de sollicitation de procurations par la direction datée du 6 mars 2026 de Canadian Utilities, laquelle est intégrée aux présentes par renvoi et peut être consultée sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.



ROBERT J. MYLES

Chef de la direction

Domicile : Calgary, Canada

Nombre d'années de service : 26

Âge : 61 ans

M. Myles est chef de la direction de Canadian Utilities Limited et de CU Inc. Il assure la supervision opérationnelle, financière et stratégique des activités de Canadian Utilities en Amérique du Nord, en Amérique du Sud et en Australie. Il est responsable de l'orientation stratégique et des activités des entreprises de services publics de gaz naturel et d'électricité de Canadian Utilities, des centrales ainsi que des activités de de stockage de gaz naturel et de stockage de liquides de gaz naturel. M. Myles a occupé divers postes de responsabilité croissante et était président et chef de l'exploitation de Canadian Utilities Limited jusqu'à sa promotion au poste de chef de la direction de Canadian Utilities Limited, avec prise d'effet le 8 mai 2025.

	2025 (\$)	2024 (\$)	2023 (\$)
Trésorerie			
Salaire de base	683 963	—	—
Prime à court terme	1 053 113	—	—
Rémunération en espèces totale	1 737 076	—	—
Capitaux propres			
Unités d'actions restreintes	992 248	—	—
Options sur actions	424 000	—	—
Total des capitaux propres	1 416 248	—	—
Rémunération directe totale ¹⁾	3 153 324	—	—

1) Les montants de la rémunération de Bob J. Myles reflètent la rémunération qu'il a reçue pendant qu'il occupait le poste de chef de l'exploitation de Canadian Utilities du 1^{er} février 2025 au 7 mai 2025, puis celui de chef de la direction de Canadian Utilities du 8 mai 2025 au 31 décembre 2025. Les détails concernant l'ensemble de sa rémunération, y compris celle reçue en tant que chef de l'exploitation, ATCO EnPower jusqu'au 31 janvier 2025, sont présentés dans les circulaires de sollicitation de procurations par la direction datées du 6 mars 2026 d'ATCO Ltd. et de Canadian Utilities Limited, lesquelles peuvent être consultées sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.

KATHERINE-JANE PATRICK



Vice-présidente directrice et chef des finances

Domicile : Calgary, Canada

Nombre d'années de service : 10

Âge : 47 ans

M^{me} Patrick est vice-présidente directrice et chef des finances de CU Inc. Elle est responsable des finances, de la comptabilité, de la trésorerie, de la fiscalité, de la gestion des risques, des relations avec les investisseurs et de l'administration de l'audit interne. Le 1^{er} mars 2025, les responsabilités de M^{me} Patrick au sein de Canadian Utilities ont été élargies pour inclure celles de chef des placements, lesquelles comprennent la stratégie de croissance financière axée sur les placements de Canadian Utilities et les placements. Elle s'est jointe à Canadian Utilities en 2015 et a occupé divers postes de direction à responsabilités croissantes au sein de Canadian Utilities et d'ATCO. Elle a été nommée vice-présidente directrice et chef des finances de CU Inc. en mars 2024.

	2025 (\$)	2024 (\$)	2023 (\$)
Trésorerie			
Salaire de base	449 487	413 269	365 006
Prime à court terme	677 760	469 260	432 600
Rémunération en espèces totale	1 127 247	882 529	797 606
Capitaux propres			
Unités d'actions restreintes	0	0	s. o.
Options sur actions	84 800	0	0
Total des capitaux propres	84 800	0	0
Rémunération directe totale	1 212 047	882 529	797 606

D. JASON SHARPE



Chef de l'exploitation, ATCO Energy Systems

Domicile : Calgary, Canada

Nombre d'années de service : 23

Âge : 51 ans

M. Sharpe est chef de l'exploitation d'ATCO Energy Systems. Il est responsable de l'orientation stratégique et des activités des entreprises de services publics de gaz naturel et d'électricité de CU Inc. Ces entreprises fournissent de l'énergie sécuritaire, efficace et fiable à des millions de foyers et d'entreprises de centaines de communautés. M. Sharpe a occupé divers postes de direction au sein de l'organisation. Il était président d'ATCO Gas and Pipelines avant d'être promu chef de l'exploitation d'ATCO Energy Systems, avec prise d'effet le 30 janvier 2025.

	2025 (\$)	2024 (\$)	2023 (\$)
Trésorerie			
Salaire de base	520 833	468 750	437 500
Prime à court terme	600 000	475 000	360 000
Rémunération en espèces totale	1 120 833	943 750	797 500
Capitaux propres			
Unités d'actions restreintes	244 161	188 234	s. o.
Options sur actions	106 000	114 750	99 500
Total des capitaux propres	350 161	302 984	99 500
Rémunération directe totale	1 470 994	1 246 734	897 000

REBECCA A. PENRICE



Vice-présidente directrice et chef de l'administration

Domicile : Calgary, Canada

Nombre d'années de service : 6

Âge : 51 ans

M^{me} Penrice est vice-présidente directrice et chef de l'administration de CU Inc. Elle a la responsabilité générale de diriger les principales unités fonctionnelles, dont les TI, les ressources humaines, la sécurité d'entreprise, les services communs, la chaîne d'approvisionnement, la gouvernance et les services juridiques, le marketing, la marque et les communications, ainsi que l'aviation. Elle participe aux décisions stratégiques qui guident l'évolution de la culture d'entreprise et soutient l'équipe de haute direction et le conseil d'administration. M^{me} Penrice est entrée au service de la société en 2020.

	2025 (\$)	2024 (\$)	2023 (\$)
Trésorerie			
Salaire de base	438 602	407 047	387 538
Prime à court terme	670 700	469 260	432 600
Rémunération en espèces totale	1 109 302	876 307	820 138
Capitaux propres			
Unités d'actions restreintes	203 467	156 862	s. o.
Options sur actions	127 200	137 700	119 400
Total des capitaux propres	330 667	294 562	119 400
Rémunération directe totale	1 439 969	1 170 869	939 538



DEREK M. MCHUGH

Vice-président principal, Électricité, ATCO Electric Ltd.

Domicile : Edmonton, Canada

Nombre d'années de service : 12

Âge : 48 ans

M. McHugh est vice-président principal, Électricité, d'ATCO Electric Ltd. Il est responsable de la sécurité, de la fiabilité et de la rentabilité de l'exploitation et de la planification des réseaux de transport et de distribution d'électricité d'ATCO. Depuis son entrée en fonction chez ATCO en 2013, M. McHugh a occupé divers postes de direction au sein de l'organisation avant d'être promu au poste de vice-président principal en juillet 2023.

	2025 (\$)	2024 (\$)	2023 (\$)
Trésorerie			
Salaire de base	328 750	305 000	268 032
Prime à court terme	330 000	300 000	250 000
Rémunération en espèces totale	658 750	605 000	518 032
Capitaux propres			
Unités d'actions restreintes	81 387	62 745	s. o.
Options sur actions	25 440	27 540	7 960
Total des capitaux propres	106 827	90 285	7 960
Rémunération directe totale	765 577	695 285	525 992

Les montants de la rémunération de 2023 de Derek M. McHugh reflètent l'intégralité de la rémunération qu'il a reçue, tant à titre de vice-président, Exploitation des lignes, de LUMA Energy, LLC (« LUMA ») jusqu'au 25 juin 2023 qu'à titre de vice-président principal, Exploitation – Alberta et Nord du 60^e parallèle, d'ATCO Electric, avec prise d'effet le 26 juin 2023. La rémunération de M. McHugh versée par LUMA était assujettie à des ententes de services, de services entre sociétés affiliées et de détachement conclues entre Canadian Utilities, ses sociétés affiliées, son partenaire de coentreprise au sein de LUMA et LUMA, aux termes desquelles les coûts de rémunération de la direction étaient partagés entre les parties.



LANCE S. RADKE

Vice-président principal, Gaz et pipelines, ATCO Gas and Pipelines Ltd.

Domicile : Edmonton, Canada

Nombre d'années de service : 21

Âge : 43 ans

M. Radke est vice-président principal, Gaz et pipelines, d'ATCO Gas and Pipelines Ltd. Il est responsable des équipes et des infrastructures essentielles qui assurent la livraison sécuritaire, fiable et rentable du gaz naturel à nos clients. Avant sa promotion au poste de vice-président principal en décembre 2022, M. Radke a occupé divers postes de direction au sein de l'organisation, notamment dans les secteurs de l'ingénierie, de l'exploitation et du service à la clientèle.

	2025 (\$)	2024 (\$)	2023 (\$)
Trésorerie			
Salaire de base	328 750	308 750	287 500
Prime à court terme	330 000	300 000	275 000
Rémunération en espèces totale	658 750	608 750	562 500
Capitaux propres			
Unités d'actions restreintes	81 387	62 745	s. o.
Options sur actions	25 440	27 540	23 880
Total des capitaux propres	106 827	90 285	23 880
Rémunération directe totale	765 577	699 035	586 380

DESCRIPTION DE LA RÉMUNÉRATION DE 2025

Tableau récapitulatif de la rémunération

Le tableau suivant présente un sommaire de la rémunération globale affectée à la société, selon le tableau présenté à la première page de la présente annexe 1, pour chacun des membres de la haute direction visés pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023.

	Salaire	Attributions fondées sur des actions ^{1), 2), 3)}	Attributions fondées sur des options ^{1), 4), 5)}	Régimes incitatifs annuels non fondés sur des titres de capitaux propres	Valeur de la rente de retraite ⁶⁾	Autre rémunération ⁷⁾	Rémunération globale
Nancy C. Southern							
Présidente-directrice du conseil							
2025	706 000	s. o.	1 696 000	1 412 000	982 929	24 710	4 821 639
2024	734 700	s. o.	1 606 500	1 194 480	1 344 847	25 715	4 906 242
2023	721 000	s. o.	796 000	1 297 800	1 301 424	25 235	4 141 459
Bob J. Myles							
Chef de la direction							
2025	683 963	992 248	424 000	1 053 113	25 662	22 326	3 201 312
2024	–	–	–	–	–	–	–
2023	–	–	–	–	–	–	–
Katie Patrick							
Vice-présidente directrice et chef des finances							
2025	449 487	–	84 800	677 760	23 870	1 124	1 237 041
2024	413 269	–	–	469 260	23 100	1 033	906 662
2023	365 006	s. o.	–	432 600	22 755	913	821 274
D. Jason Sharpe							
Chef de l'exploitation, ATCO Energy Systems							
2025	520 833	244 161	106 000	600 000	33 810	18 229	1 523 033
2024	468 750	188 234	114 750	475 000	32 490	16 406	1 295 630
2023	437 500	s. o.	99 500	360 000	31 560	15 313	943 873
Becky A. Penrice							
Vice-présidente directrice et chef de l'administration							
2025	438 602	203 467	127 200	670 700	23 870	11 333	1 475 172
2024	407 047	156 862	137 700	469 260	23 100	10 176	1 204 145
2023	387 538	s. o.	119 400	432 600	22 755	9 688	971 981
Derek M. McHugh							
Vice-président principal, Électricité, ATCO Electric Ltd.							
2025	328 750	81 387	25 440	330 000	32 875	11 506	809 958
2024	305 000	62 745	27 540	300 000	30 500	10 675	736 460
2023 ⁸⁾	268 032	s. o.	7 960	250 000	26 803	9 381	562 176
Lance S. Radke							
Vice-président principal, Gaz et pipelines, ATCO Gas and Pipelines Ltd.							
2025	328 750	81 387	25 440	330 000	32 875	11 506	809 958
2024	308 750	62 745	27 540	300 000	30 875	10 806	740 716
2023	287 500	s. o.	23 880	275 000	28 750	10 062	625 192

1) Les informations à fournir concernant la rémunération en titres de capitaux propres d'ATCO attribuée aux membres de la haute direction visés ainsi que l'information concernant les régimes sous forme de titres de capitaux propres sont présentées dans les circulaires de sollicitation de procurations par la direction datées du 6 mars 2026 d'ATCO et/ou de Canadian Utilities, lesquelles sont intégrées aux présentes par renvoi et peuvent être consultées sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.

2) La valeur des attributions fondées sur des actions correspond à la juste valeur des UAR octroyées à la date d'attribution, augmentée de la valeur des autres UAR reçues au cours de l'année civile à chaque date de versement du dividende. La juste valeur comptable est fondée sur la pleine valeur du cours au moment de l'attribution.

3) Total des UAR de Canadian Utilities.

4) Les valeurs des options indiquées pour les trois derniers exercices correspondent aux justes valeurs à la date d'attribution calculées au moyen de la méthode Black-Scholes, soit la méthode qui est aussi utilisée pour calculer les justes valeurs comptables. Les hypothèses utilisées s'établissaient comme suit :

Hypothèses relatives aux options de Canadian Utilities	2025	2024	2023
Durée prévue (en années)	6,6	6,7	6,7
Taux de rendement sans risque	2,82 %	2,75 %	3,82 %
Volatilité	19,94 %	23,47 %	22,81 %
Rendement du dividende	4,82 %	5,07 %	5,69 %

5) Total des options sur actions de Canadian Utilities.

6) Estimée au moyen d'une formule prescrite fondée sur plusieurs hypothèses. Comprend également d'autres éléments de rémunération. Pour obtenir des informations complémentaires, veuillez consulter les informations présentées à la section « Prestations et avantages complémentaires de retraite », qui débute à la page 39.

7) Contribution de l'employeur au régime d'achat d'actions des employés.

8) Les montants de la rémunération de 2023 de Derek M. McHugh reflètent l'intégralité de la rémunération qu'il a reçue, tant à titre de vice-président, Exploitation des lignes, de LUMA Energy, LLC (« LUMA ») jusqu'au 25 juin 2023 qu'à titre de vice-président principal, Exploitation – Alberta et Nord du 60^e parallèle, d'ATCO Electric, avec prise d'effet le 26 juin 2023. La rémunération de M. McHugh versée par LUMA était assujettie à des ententes de services, de services entre sociétés affiliées et de détachement conclues entre Canadian Utilities, ses sociétés affiliées, son partenaire de coentreprise au sein de LUMA et LUMA, aux termes desquelles les coûts de rémunération de la direction étaient partagés entre les parties.

ATTRIBUTIONS EFFECTUÉES DANS LE CADRE D'UN RÉGIME INCITATIF

Les informations supplémentaires à fournir concernant la rémunération en titres de capitaux propres attribuée aux membres de la haute direction visés (sauf M. McHugh et M. Radke) ainsi que l'information concernant les régimes sous forme de titres de capitaux propres sont présentées dans les circulaires de sollicitation de procurations par la direction datées du 6 mars 2026 de Canadian Utilities et/ou d'ATCO, lesquelles sont intégrées aux présentes par renvoi et peuvent être consultées sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.

Attributions fondées sur des actions en cours (UAR)

Le tableau suivant présente les attributions fondées sur des actions en cours au 31 décembre 2025 pour M. McHugh et M. Radke.

			Attributions fondées sur des actions			
Nombre d'attributions fondées sur des actions dont les droits n'ont pas été acquis (nombre)			Valeur de marché ou de paiement des attributions fondées sur des actions dont les droits n'ont pas été acquis ¹⁾ (\$)		Valeur de marché ou de paiement des attributions fondées sur des actions dont les droits ont été acquis non payées ou distribuées (\$)	
Canadian Utilities	ATCO		Canadian Utilities	ATCO	Canadian Utilities	ATCO
Derek M. McHugh						
2025	2 046	0	87 432	0	S. O.	S. O.
2024	1 615	0	69 005	0	S. O.	S. O.
Lance S. Radke						
2025	2 046	0	87 432	0	S. O.	S. O.
2024	1 615	0	69 005	0	S. O.	S. O.

1) Fondée sur la valeur de marché au 31 décembre 2025 des actions de catégorie A de Canadian Utilities (42,73 \$) et des actions de catégorie I d'ATCO (56,38 \$). La valeur des attributions fondées sur des actions comprend la valeur des UAR additionnelles reçues au cours d'une année civile à chaque date de versement du dividende.

Attributions fondées sur des options en cours

Le tableau suivant présente les attributions fondées sur des options en cours au 31 décembre 2025 pour M. McHugh et M. Radke.

Attributions fondées sur des options									
Nombre de titres sous-jacents aux options non exercées (nombre)					Prix d'exercice des options / valeur de base des DPVA (\$)		Date d'expiration des options / DPVA	Valeur des options / DPVA dans le cours non exercées ⁵⁾ (\$)	
Canadian Utilities			ATCO						
Options ¹⁾	DPVA ²⁾		Options ³⁾	DPVA ⁴⁾	Canadian Utilities	ATCO		Canadian Utilities	ATCO
Derek M. McHugh									
2025	6 000	S. O.	S. O.	S. O.	38,14	S. O.	15 sept. 2033	27 540	S. O.
2024	6 000	S. O.	S. O.	S. O.	35,24	S. O.	15 sept. 2032	44 940	S. O.
2023	3 000	S. O.	S. O.	S. O.	31,28	S. O.	15 sept. 2031	34 350	S. O.
2022	2 000	S. O.	S. O.	S. O.	40,89	S. O.	15 sept. 2030	3 680	S. O.
2021	2 000	S. O.	S. O.	S. O.	35,76	S. O.	15 juin 2029	13 940	S. O.
2019	1 000	1 000	S. O.	S. O.	38,97	S. O.	15 nov. 2029	7 520	S. O.
Lance S. Radke									
2025	6 000	S. O.	S. O.	S. O.	38,14	S. O.	15 sept. 2033	27 540	S. O.
2024	6 000	S. O.	S. O.	S. O.	35,24	S. O.	15 sept. 2032	44 940	S. O.
2023	6 000	S. O.	S. O.	S. O.	31,28	S. O.	15 sept. 2031	68 700	S. O.
2022	4 000	S. O.	S. O.	S. O.	37,70	S. O.	15 déc. 2030	20 120	S. O.
2022	2 000	S. O.	S. O.	S. O.	40,89	S. O.	15 sept. 2030	3 680	S. O.
2021	2 000	S. O.	S. O.	S. O.	35,76	S. O.	15 juin 2029	13 940	S. O.
2020	2 000	S. O.	S. O.	S. O.	32,09	S. O.	15 déc. 2028	21 280	S. O.
2019	1 000	1 000	S. O.	S. O.	38,97	S. O.	15 nov. 2029	7 520	S. O.
2018	500	500	500	500	33,07	40,38	15 juill. 2028	9 660	16 000

1) Options visant l'achat d'actions de catégorie A de Canadian Utilities.

2) Droits à la plus-value d'actions fondés sur des actions de catégorie A de Canadian Utilities.

3) Options visant l'achat d'actions de catégorie I d'ATCO.

4) Droits à la plus-value d'actions fondés sur des actions de catégorie I d'ATCO.

5) Écart entre la valeur de marché au 31 décembre 2025 des actions de catégorie A de Canadian Utilities (42,73 \$) et des actions de catégorie I d'ATCO (56,38 \$) sous-jacentes aux attributions fondées sur des options et le prix d'exercice des attributions fondées sur des options.

Attributions effectuées dans le cadre d'un régime incitatif — valeur acquise ou gagnée durant l'exercice

Le tableau suivant présente les attributions effectuées dans le cadre d'un régime incitatif acquises et gagnées par M. McHugh et M. Radke en 2025.

	Attributions fondées sur des options		Attributions fondées sur des actions		Rémunération en vertu d'un régime incitatif non fondé sur des titres de capitaux propres
	Valeur acquise au cours de l'exercice (\$)		Valeur acquise au cours de l'exercice (\$)		Valeur gagnée au cours de l'exercice (\$)
	Canadian Utilities	ATCO	Canadian Utilities	ATCO	
	Options ¹⁾	Options ²⁾	UAR ³⁾	UAR ⁴⁾	
Derek McHugh	15 175	S. O.	19 928	S. O.	330 000
Lance Radke	19 225	S. O.	19 928	S. O.	330 000

1) Options visant l'achat d'actions de catégorie A de Canadian Utilities.

2) Options visant l'achat d'actions de catégorie I d'ATCO.

3) UAR fondées sur les actions de catégorie A de Canadian Utilities.

4) UAR fondées sur des actions de catégorie I d'ATCO.

RÉGIME DE RETRAITE

Les membres de la haute direction visés participent au régime de retraite à l'intention des employés de Canadian Utilities Limited et des sociétés participantes (le « régime CU »), qui comporte deux volets : un volet prestations définies (« PD ») et un volet cotisations définies (« CD »).

Nancy C. Southern participe au volet PD. Bob J. Myles, Katie Patrick, D. Jason Sharpe, Becky A. Penrice, Derek M. McHugh et Lance S. Radke participent au volet CD.

Mode de fonctionnement du volet PD :

- Les membres de la haute direction ne cotisent pas au régime.
- Les participants peuvent prendre leur retraite sans réduction de la rente lorsqu'ils atteignent l'âge de 62 ans, ou si la somme de leur âge et de leurs années de service donne 90 points ou plus. Ils peuvent aussi prendre leur retraite dès l'âge de 55 ans. Cependant, s'ils n'ont pas accumulé 90 points, leurs prestations de retraite seront réduites de 3 pour cent pour chaque année de retraite avant 62 ans et d'une autre tranche de 3 pour cent pour chaque année avant l'âge de 60 ans.
- Les prestations de retraite sont versées jusqu'au décès du participant; par la suite, selon l'option de prestation choisie, le conjoint survivant recevra au moins 60 pour cent de la prestation de retraite.
- Les prestations de retraite versées aux retraités ont, par le passé, augmenté annuellement avec l'inflation, jusqu'à concurrence de 3 pour cent.

Mode de calcul des prestations de retraite :

$$\left[1,4 \% \times \begin{array}{l} \text{moyenne du maximum des} \\ \text{gains ouvrant droit à pension} \\ \text{(66 580 \$ en 2025)} \end{array} + 2 \% \times \begin{array}{l} \text{salaire moyen (salaire de base le plus élevé} \\ \text{sur cinq années consécutives, à l'exclusion} \\ \text{des primes à court terme) moins 66 580 \$} \end{array} \right] \times \begin{array}{l} \text{Années de} \\ \text{service} \end{array}$$

Mode de fonctionnement du volet CD :

- Les membres de la haute direction ne cotisent pas au régime.
- La société verse des cotisations équivalent à 10 pour cent du salaire de base, jusqu'à concurrence du maximum autorisé par la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada), qui était de 33 810 \$ en 2025.
- Les participants sont responsables des décisions en matière de placement prises dans le régime CD et peuvent investir les cotisations dans un large éventail de fonds.

PRESTATIONS DE RETRAITE COMPLÉMENTAIRES

Les prestations de retraite versées dans le cadre de nos régimes de retraite sont assujetties aux plafonds imposés par la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). Des prestations qui dépassent ces plafonds sont versées à Nancy C. Southern à titre de rente complémentaire. Cette rente complémentaire est offerte par Canadian Utilities et n'est pas préalablement capitalisée; elle comprend également les prestations aux termes du régime de Canadian Utilities.

Mode de fonctionnement du régime :

- Les prestations de retraite complémentaires sont versées comme dans le cadre d'un régime à prestations définies.
- Les membres de la haute direction ne versent aucune cotisation au régime complémentaire.
- Les années de service sont plafonnées à 35.

Les prestations de retraite complémentaires de Nancy C. Southern font partie de son contrat de travail avec Canadian Utilities. Ses prestations sont calculées de façon à correspondre à 80 pour cent de la moyenne de ses cinq années de rémunération en espèces les plus élevées (salaire et primes à court terme) tout au long de sa carrière.

PRESTATIONS ET AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

PRESTATIONS DÉFINIES

Le tableau qui suit présente les prestations de retraite et les obligations accumulées au titre des prestations définies aux termes de tous les régimes de retraite agréés et de toutes les ententes complémentaires pour Nancy C. Southern, qui ont été affectées à CU Inc.

	Nombre d'années de service décomptées (nombre)	Prestations annuelles payables (\$)		Valeur actualisée d'ouverture de l'obligation au titre des prestations définies (\$)	Variation attribuable aux éléments rémunérateurs (\$)	Variation attribuable aux éléments non rémunérateurs (\$)	Valeur actualisée de clôture de l'obligation au titre des prestations définies (\$)
		À la fin de l'exercice	À l'âge de 65 ans				
Nancy C. Southern	30,00	1 526 466	1 526 466	25 823 781	982 929	(2 177 665)	24 629 045

Le nombre d'années de service décomptées est la durée de la participation du membre de la haute direction au régime de retraite, qui sert à calculer la rente.

Les prestations annuelles payables à la fin de l'exercice sont fonction des années de service décomptées des prestations définies et des gains moyens réels ouvrant droit à pension au 31 décembre 2025. Les prestations sont réduites si un membre de la haute direction visé a droit à une retraite anticipée.

Les prestations annuelles payables à l'âge de 65 ans sont fonction des gains moyens réels ouvrant droit à pension au 31 décembre 2025, et des années de service projetées à l'âge de 65 ans, jusqu'à concurrence de 35 années de service.

La société calcule les obligations accumulées au titre des prestations définies selon la méthode prévue par les IFRS et d'après la meilleure estimation, par la direction, des événements futurs qui ont une incidence sur le coût des rentes, y compris les hypothèses au sujet du rajustement des salaires de base à l'avenir.

La variation attribuable aux éléments rémunérateurs comprend le coût du service, les écarts entre les gains réels et estimés, l'incidence des modifications au régime et les prestations pour services passés ainsi que les changements de dates de départ à la retraite supposées.

La variation attribuable aux éléments non rémunérateurs comprend l'intérêt sur l'obligation, l'incidence des modifications des hypothèses et l'incidence de la variation de l'attribution de CU Inc., qui est passée de 71,1 pour cent en 2024 à 70,6 pour cent en 2025. Voir la note 13, Avantages de retraite, des états financiers consolidés de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 pour un complément d'information au sujet des méthodes et des hypothèses utilisées pour calculer les obligations accumulées au titre des prestations définies.

COTISATIONS DÉFINIES

Le tableau ci-après présente les cotisations définies pour les membres de la haute direction visés, qui ont été affectées à CU Inc.

	Valeur accumulée au début de l'exercice (\$)	Élément rémunérateur ¹⁾ (\$)	Valeur accumulée à la fin de l'exercice (\$)
Bob J. Myles	127 309	25 662	162 016
Katie Patrick	277 915	23 870	352 761
D. Jason Sharpe	960 046	33 810	1 181 584
Becky A. Penrice	138 148	23 870	177 923
Derek M. McHugh	369 715	32 875	450 371
Lance S. Radke	682 282	32 875	801 764

1) Le montant de l'élément rémunérateur correspond à la cotisation de la société. Les participants sont responsables de leurs placements et peuvent investir les cotisations dans un large éventail de fonds.

CESSATION D'EMPLOI ET CHANGEMENT DE CONTRÔLE

La cessation d'un emploi d'un membre de la haute direction est assujettie aux dispositions applicables des lois et de la *common law*, puisqu'il n'existe aucun contrat de travail conclu par les membres de la haute direction visés, si ce n'est celui de M^{me} Southern. Veuillez consulter les circulaires de sollicitation de procurations par la direction datées du 6 mars 2026 de Canadian Utilities et/ou d'ATCO, lesquelles sont intégrées aux présentes par renvoi et peuvent être consultées sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca pour obtenir des explications sur la manière dont les différentes composantes de notre régime de rémunération sont touchées par les départs à la retraite, les démissions, les changements de contrôle et les cessations d'emploi.

Des précisions concernant les dispositions qui s'appliqueraient, en cas de cessation d'emploi ou de changement de contrôle, aux membres de la haute direction visés, à l'exception de M. McHugh et M. Radke, sont présentées dans les circulaires de sollicitation de procurations par la direction datées du 6 mars 2026 de Canadian Utilities et/ou d'ATCO, lesquelles sont intégrées aux présentes par renvoi et peuvent être consultées sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.

Le tableau suivant présente les montants supplémentaires qui seraient versés à M. McHugh et M. Radke selon différents scénarios – retraite, démission, cessation d'emploi sans motif valable et changement de contrôle sans cessation d'emploi – en supposant que l'événement déclencheur ait eu lieu le 31 décembre 2025.

Montants supplémentaires	Retraite (\$)	Démission (\$)	Cessation d'emploi sans motif valable (\$) ¹⁾	Changement de contrôle sans cessation d'emploi (\$) ²⁾
Derek M. McHugh				
Versement en espèces				
Attributions fondées sur des actions ³⁾				156 437
Attributions fondées sur des options ⁴⁾				96 515
Avantages sociaux				
Avantages indirects				
Total				252 952
Lance S. Radke				
Versement en espèces				
Attributions fondées sur des actions ³⁾				156 437
Attributions fondées sur des options ⁴⁾				101 545
Avantages sociaux				
Avantages indirects				
Total				257 982

1) Les membres de la haute direction visés n'ont pas droit à des paiements supplémentaires en cas de cessation d'emploi avec motif valable.

2) Le paiement en espèces qui serait versé dans le cas d'une cessation d'emploi en raison d'un changement de contrôle correspond au montant présenté sous « Cessation d'emploi sans motif valable ».

3) Suppose l'acquisition de tous les droits non encore acquis sur les UAR. Indique la valeur estimative des attributions accélérées en fonction du cours de clôture des actions de catégorie A de Canadian Utilities le 31 décembre 2025, soit 42,73 \$. La valeur des attributions fondées sur des actions comprend la valeur des UAR additionnelles reçues au cours d'une année civile à chaque date de versement du dividende.

4) Suppose l'exercice de toutes les options. Indique la valeur estimative des attributions accélérées en fonction du cours de clôture des actions de catégorie A de Canadian Utilities le 31 décembre 2025, soit 42,73 \$.

RÉMUNÉRATION DES MEMBRES DU CONSEIL

Pour en savoir plus sur la rémunération annuelle versée aux administrateurs qui n'étaient pas des salariés pour avoir rempli la fonction d'administrateur de la société, voir la page 22.

M^{me} Charlton et M. Hanf sont administrateurs de la société et de Canadian Utilities. Les informations à fournir en vertu de l'article 7 de l'annexe 51-102A6, *Déclaration de la rémunération de la haute direction*, du Règlement 51-102 sont présentées dans la circulaire de sollicitation de procurations par la direction datée du 6 mars 2026 de Canadian Utilities, laquelle est intégrée aux présentes par renvoi et peut être consultée sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.

M^{me} Southern, M^{me} Southern-Heathcott et D^r Urwin sont administrateurs de la société, d'ATCO et de Canadian Utilities. M^{me} Southern est une employée de la société et ne reçoit aucune rémunération à titre d'administratrice. Les informations à fournir en vertu de l'article 7 de l'annexe 51-102A6, *Déclaration de la rémunération de la haute direction*, du Règlement 51-102 en ce qui concerne M^{me} Southern-Heathcott et D^r Urwin sont présentées dans la circulaire de sollicitation de procurations par la direction datée du 6 mars 2026 de Canadian Utilities, laquelle est intégrée aux présentes par renvoi et peut être consultée sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.