



CU INC.

RAPPORT DE GESTION

TRIMESTRE CLOS LE 31 MARS 2025

Le présent rapport de gestion vise à permettre aux lecteurs de comprendre les principaux événements touchant l'exploitation et les finances de CU Inc. (« nous », « notre », « nos » ou la « société ») qui se sont produits au cours du trimestre clos le 31 mars 2025 et qui ont eu une incidence sur ses résultats.

Ce rapport de gestion a été établi en date du 6 mai 2025 et doit être lu à la lumière des états financiers consolidés intermédiaires non audités de la société pour le trimestre clos le 31 mars 2025. Des informations complémentaires, y compris le rapport de gestion précédent (le « rapport de gestion de 2024 »), la notice annuelle précédente (la « notice annuelle de 2024 ») et les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2024 de la société, sont accessibles sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca. Les informations présentées dans le rapport de gestion de 2024 qui demeurent essentiellement inchangées ne sont pas analysées dans le présent rapport de gestion.

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

Les termes employés dans le présent rapport de gestion sont définis dans le glossaire qui figure à la fin du présent document.

TABLE DES MATIÈRES

	Page
Performance des entreprises de services publics	2
Faits récents	3
Faits récents d'ordre réglementaire	4
Durabilité	5
Mises à jour sur les politiques et la réglementation	6
Autres charges et produits.....	8
Situation de trésorerie et sources de financement.....	8
Capital-actions.....	11
Informations trimestrielles.....	11
Autres mesures financières et mesures non conformes aux PCGR.....	12
Rapprochement du résultat ajusté et du bénéfice de la période.....	13
Autres informations financières	16
Glossaire	19

PERFORMANCE DES ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS

PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

Les produits des activités ordinaires des entreprises de services publics de 920 M\$ pour le premier trimestre de 2025 ont été de 40 M\$ supérieurs à ceux de la période correspondante de 2024. L'augmentation des produits des activités ordinaires est principalement attribuable à l'accroissement de la base de tarification et à la hausse des produits refacturés par l'entreprise de distribution de gaz naturel. Les produits des activités ordinaires ont été en partie contrebalancés par la diminution du RCP après la mise à jour annuelle de la formule du rendement des capitaux propres (« RCP ») approuvée par l'Alberta Utilities Commission (« AUC »), qui fixe le RCP de 2025 à 8,97 pour cent, contre 9,28 pour cent en 2024, ainsi que par la réalisation d'un financement au titre du mécanisme de report d'efficacité (« MRE ») correspondant à un RCP additionnel d'au plus 0,5 pour cent en 2024 pour les entreprises de distribution d'électricité et de gaz naturel.

RÉSULTAT AJUSTÉ

	Trimestres clos les 31 mars		
(en millions de dollars)	2025	2024	Variation
Électricité			
Distribution d'électricité ¹⁾	41	42	(1)
Transport d'électricité ¹⁾	45	46	(1)
Total – Électricité ¹⁾	86	88	(2)
Gaz naturel			
Distribution de gaz naturel ¹⁾	103	99	4
Transport de gaz naturel ¹⁾	27	22	5
Total – Gaz naturel ¹⁾	130	121	9
Financement et autres activités et éliminations intersectorielles ¹⁾	(1)	(4)	3
Total – Entreprises de services publics ²⁾	215	205	10

1) Mesures financières non conformes aux PCGR (au sens attribué dans le Règlement 52-112 sur l'information concernant les mesures financières non conformes aux PCGR et d'autres mesures financières (le « Règlement 52-112 »)). Le bénéfice pour la période est la mesure la plus directement comparable présentée conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »). Se reporter aux rubriques « Autres mesures financières et mesures non conformes aux PCGR » et « Rapprochement du résultat ajusté et du bénéfice pour la période » du présent rapport de gestion.

2) Total des mesures sectorielles (au sens attribué dans le Règlement 52-112). Le bénéfice pour la période constitue la mesure la plus directement comparable présentée conformément aux IFRS. Se reporter aux rubriques « Autres mesures financières et mesures non conformes aux PCGR » et « Rapprochement du résultat ajusté et du bénéfice pour la période » du présent rapport de gestion.

Le résultat ajusté des entreprises de services publics s'est établi à 215 M\$ pour le premier trimestre de 2025, en hausse de 10 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2024, essentiellement en raison de l'accroissement de la base de tarification et des économies de coûts. L'augmentation du résultat a été en partie contrebalancée par la diminution du RCP de 2025, qui est établi à 8,97 pour cent, contre 9,28 pour cent en 2024, ainsi que par la réalisation d'un financement au titre du MRE correspondant à un RCP additionnel d'au plus 0,5 pour cent en 2024 pour les entreprises de distribution d'électricité et de gaz naturel.

Les paragraphes ci-après fournissent des informations plus détaillées sur les activités et les résultats financiers des entreprises de services publics.

Distribution d'électricité

L'entreprise de distribution d'électricité fournit des services réglementés de distribution d'électricité ainsi que de production décentralisée principalement dans le nord et le centre-est de l'Alberta, au Yukon, dans les Territoires du Nord-Ouest et dans la région de Lloydminster en Saskatchewan.

Le résultat ajusté de l'entreprise de distribution d'électricité s'est établi à 41 M\$ pour le premier trimestre de 2025, en baisse de 1 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2024, surtout en raison de la réalisation d'un financement au titre du MRE en 2024 et de la diminution du RCP en 2025.

Transport d'électricité

L'entreprise de transport d'électricité fournit des services de transport d'électricité principalement dans le nord et le centre-est de l'Alberta et dans la région de Lloydminster en Saskatchewan. L'entreprise de transport d'électricité est l'exploitant d'Alberta PowerLine, une ligne de transport d'électricité de 500 km entre Wabamun (près d'Edmonton) et Fort McMurray, en Alberta, aux termes d'un contrat de 35 ans.

Le résultat ajusté de l'entreprise de transport d'électricité s'est établi à 45 M\$ pour le premier trimestre de 2025, en baisse de 1 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2024, essentiellement en raison de la diminution du RCP en 2025.

Distribution de gaz naturel

L'entreprise de distribution de gaz naturel dessert des municipalités ainsi que des clients résidentiels, commerciaux et industriels en Alberta et dans la région de Lloydminster en Saskatchewan.

Le résultat ajusté de l'entreprise de distribution de gaz naturel s'est établi à 103 M\$ pour le premier trimestre de 2025, en hausse de 4 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2024, surtout en raison de l'accroissement de la base de tarification et des économies de coûts, qui ont été en partie contrebalancés par la réalisation d'un financement au titre du MRE en 2024 et la diminution du RCP en 2025.

Transport de gaz naturel

Dans le cadre des activités de transport de gaz naturel, le gaz naturel qui circule dans le réseau de pipelines provient de diverses installations de traitement du gaz ainsi que d'autres réseaux de transport de gaz naturel, et il est transporté vers les utilisateurs finaux en Alberta ou vers d'autres réseaux de pipelines.

Le résultat ajusté de l'entreprise de transport de gaz naturel s'est établi à 27 M\$ pour le premier trimestre de 2025, en hausse de 5 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2024, surtout en raison de l'accroissement de la base de tarification et des économies de coûts, qui ont été en partie contrebalancés par la diminution du RCP en 2025.

Financement et autres activités et éliminations intersectorielles

Compte tenu des éliminations intersectorielles, le résultat ajusté du secteur Financement et autres activités pour le premier trimestre de 2025 a augmenté de 3 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2024, surtout en raison de l'accroissement des produits d'intérêts sur les placements en trésorerie.

FAITS RÉCENTS

Projets d'infrastructures des entreprises de services publics

ATCO Energy Systems poursuit ses deux grands projets d'infrastructures des entreprises de services publics : le projet de pipeline de Yellowhead (le « projet Yellowhead »), mené par l'entreprise de transport de gaz naturel et le projet Transfert du Centre-Est vers l'extérieur, mené par l'entreprise de transport d'électricité.

- Le projet Yellowhead est un pipeline de gaz naturel sous haute pression d'environ 230 kilomètres 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. Les plaidoiries et la portion réponses du processus de demande réglementaire établissant la nécessité du projet de gaz naturel de Yellowhead ont eu lieu en mars 2025. Une décision est attendue au deuxième ou au troisième trimestre de 2025. De plus, nous poursuivons les discussions en lien avec la détention de participations par des communautés autochtones dans le pipeline.
- Le projet Transfert du Centre-Est vers l'extérieur est une ligne de transport de 135 km et de 240 kV. L'entreprise de transport d'électricité construit une portion de 85 km, et AltaLink LP construit l'autre portion de 50 km. L'entreprise de transport d'électricité a commencé la construction au troisième trimestre de 2024, a terminé la période de construction d'hiver au premier trimestre de 2025 et commencera la période de construction d'automne au troisième trimestre de 2025. Ce projet fournira plus de 1 500 mégawatts 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.

FAITS RÉCENTS D'ORDRE RÉGLEMENTAIRE

QUESTIONS COURANTES

Demande de permission d'appeler de la décision concernant la troisième génération de réglementation fondée sur le rendement (« RFR3 »)

Le 12 mars 2025, la Cour d'appel de l'Alberta a donné à ATCO Electric la permission d'appeler de la décision de l'AUC concernant les paramètres de la RFR3 qui s'appliqueront aux entreprises de distribution d'électricité et de gaz de l'Alberta de 2024 à 2028 (la « décision concernant la RFR3 »).

ATCO Electric a obtenu une réponse favorable à sa demande de permission d'appeler de la décision de l'AUC étant donné qu'elle pourrait avoir commis une erreur en ne lui donnant pas l'occasion raisonnable de recouvrer les coûts raisonnables du capital et de réaliser un juste rendement pour son programme de modernisation du réseau au cours de la durée de la RFR3, ce qui va à l'encontre du pacte tacite entre les autorités réglementaires et les entreprises de services publics et des obligations légales auxquelles l'AUC doit se conformer en vertu de l'*Electric Utilities Act*. L'audience d'appel devrait avoir lieu le 15 janvier 2026.

Réouverture de la deuxième génération de réglementation fondée sur le rendement (« RFR2 »)

En juin 2023, l'AUC a entamé un processus pour les entreprises de distribution d'électricité et de gaz naturel, car celles-ci ont déclenché la clause de réouverture en 2022, soit la dernière année de la RFR2. La clause de réouverture de la RFR2 a été déclenchée, car le résultat des deux entreprises de services publics s'est écarté de +/- 500 points de base du RCP approuvé sur un an ou de +/- 300 points de base sur deux ans de suite. Le 22 mai 2024, l'AUC a rendu sa décision et est passée à la deuxième étape du processus. Nous nous attendons à ce qu'une décision soit prise concernant cette deuxième étape d'ici la fin de mai 2025.

ATCO Gas et ATCO Electric ont été les seules entreprises de services publics en Alberta à baisser leurs taux en 2023 en raison des gains d'efficacité transférés aux clients. Comme c'était le cas pour la première génération de RFR, l'augmentation des résultats pendant la deuxième génération de RFR découle directement de la réaction de la direction à l'incitatif à mettre en œuvre des mesures d'amélioration de l'efficacité. La société a donc soumis une demande de permission d'appeler auprès de la Cour d'appel de l'Alberta. La demande de permission d'appeler de la décision sur la première étape de la réouverture a été entendue le 31 octobre 2024 par la Cour d'appel de l'Alberta, qui a accordé la permission d'appeler le 10 décembre 2024. L'audience d'appel est prévue pour le quatrième trimestre de 2025. D'après les positions avancées dans ces documents, nous ne prévoyons aucune incidence sur le bénéfice par suite de la présente procédure.

DURABILITÉ

Au sein du groupe ATCO (y compris CU Inc.), nous équilibrons les enjeux économiques, environnementaux et sociaux à court et à long terme en créant de la valeur pour nos clients, nos employés, nos actionnaires et nos partenaires communautaires et autochtones. À titre de fournisseur de services essentiels dans diverses collectivités partout au monde, nous agissons de manière inclusive et responsable pour répondre aux besoins de la société d'aujourd'hui et des générations futures tout en assurant en toute sécurité des services fiables et abordables.

RAPPORT SUR LA DURABILITÉ

Le rapport sur la durabilité 2024 du groupe ATCO, publié le 7 mai 2025, est axé sur les sujets d'importance suivants :

- Gouvernance et responsabilité d'entreprise – gouvernance d'entreprise, éthique des affaires, responsabilité à l'égard de la chaîne d'approvisionnement, relations gouvernementales et défense des intérêts politiques;
- Résilience et sécurité – fiabilité et disponibilité des réseaux, cybersécurité, préparation et réaction aux urgences, santé et sécurité publiques et sécurité et bien-être du personnel et des sous-traitants;
- Transition énergétique et environnement – transition énergétique, émissions de gaz à effet de serre (« GES »), utilisation des terres et biodiversité;
- Personnes et partenaires – relations avec les Autochtones, engagement et investissements communautaires, expérience client et satisfaction de la clientèle, recrutement, rétention et perfectionnement des employés, et diversité, équité et inclusion.

Notre rapport sur la durabilité est fondé sur les normes de l'International Sustainability Standards Board (« ISSB ») de l'IFRS Foundation, qui comprennent les normes du Sustainability Accounting Standards Board (« SASB ») et les recommandations sur la présentation d'informations liées aux changements climatiques du Task Force on Climate-related Financial Disclosures (« TCFD »). Il tient aussi compte des normes internationales Global Reporting Initiative (« GRI »).

Le rapport sur la durabilité de 2024, des données sur les critères ESG, l'évaluation de nos enjeux importants, les faits saillants de 2024 et d'autres informations sont disponibles sur notre site Web à l'adresse www.canadianutilities.com.

MISES À JOUR SUR LES POLITIQUES ET LA RÉGLEMENTATION

Nous collaborons de façon constructive avec tous les ordres de gouvernement pour préconiser l'adoption de politiques et de règlements habilitants et cerner les obstacles à l'adoption de solutions rentables à l'échelle de l'économie. Nous participons à un grand nombre de discussions, et les exemples qui suivent illustrent comment nous concentrons nos efforts sur les politiques ou les règlements les plus pertinents pour nos projets existants ou prévus.

CANADA

Prorogation du Parlement, démission du premier ministre et élections

Le 6 janvier 2025, le premier ministre Justin Trudeau a annoncé sa démission à titre de chef du Parti libéral et de premier ministre, ce qui a entraîné la prorogation du Parlement jusqu'au 24 mars 2025. Mark Carney, ancien gouverneur de la Banque du Canada, a gagné la course à la chefferie du Parti libéral et a été assermenté premier ministre le 14 mars 2025, ce qui a donné lieu à la formation du trentième Conseil des ministres du Canada.

Le 23 mars 2025, M. Carney a demandé la dissolution du Parlement et a déclenché des élections fédérales pour le 28 avril 2025, soit avant la date fixe du 20 octobre 2025, en raison de l'instabilité politique à l'échelle mondiale, notamment les menaces commerciales des États-Unis. Il a déclaré qu'un mandat fort et clair était nécessaire pour faire face à ces pressions externes.

Tarifs douaniers américains imposés au Canada

Le 4 mars 2025, le président américain Donald Trump a imposé des tarifs douaniers de 25 pour cent sur les produits canadiens (à l'exception de l'énergie et de la potasse, qui font l'objet de tarifs de 10 pour cent), en raison de préoccupations quant à la sécurité nationale et au trafic de drogues, particulièrement de fentanyl. Le 12 mars 2025, des tarifs de 25 pour cent ont été ajoutés sur l'acier et l'aluminium canadien, ce qui a des répercussions sur le Canada en tant que principal fournisseur des États-Unis. Des tarifs de 25 pour cent sur les véhicules fabriqués à l'extérieur des États-Unis, qui sont entrés en vigueur le 3 avril 2025, touchent le secteur automobile du Canada, bien qu'il y ait des exceptions pour les produits conformes à l'ACEUM (c.-à-d. les produits conformes aux règles d'origine de l'Accord Canada–États-Unis–Mexique).

Tarification fédérale du carbone pour les consommateurs (redevance sur les combustibles)

Le gouvernement du Canada a éliminé la tarification fédérale du carbone pour les consommateurs (redevance sur les combustibles) le 1^{er} avril 2025, ainsi que l'obligation qu'ont les provinces et les territoires de mettre en place une telle tarification. Il a donc mis fin au modèle où les combustibles comme l'essence et le gaz naturel étaient taxés en fonction de leur teneur en carbone, ainsi qu'aux remises (remise canadienne sur le carbone) versées aux ménages pour compenser les coûts associés. Les ménages ont reçu les derniers versements en avril 2025.

Cependant, la tarification du carbone demeure en place pour les grands émetteurs industriels. Dans le cadre du système de tarification fondé sur le rendement (STFR), le prix du carbone a augmenté à 95 \$ la tonne d'équivalent CO₂ en 2025, une augmentation de 15 \$ étant prévue chaque année jusqu'à atteindre 170 \$ en 2030. Ce prix s'applique aux grands émetteurs industriels dont les émissions excèdent le plafond de leur secteur. Les provinces peuvent utiliser le STFR fédéral ou un système équivalent.

Élections fédérales canadiennes

Le 28 avril 2025, le Parti libéral a remporté les élections fédérales canadiennes de 2025. Cette victoire marque le prolongement du règne du Parti libéral, avec Mark Carney à la tête d'un quatrième mandat consécutif pour les libéraux, leur troisième minoritaire. Avec 169 sièges à la Chambre des communes, soit seulement 3 sièges de moins que les 172 nécessaires pour obtenir la majorité, le gouvernement de M. Carney aura besoin du soutien d'un autre parti, que ce soit le NPD, le Bloc québécois ou le Parti conservateur, pour faire adopter des lois. Comme le Bloc québécois a perdu des sièges et le NPD, son chef et son statut de parti officiel, il sera plus compliqué de naviguer dans le processus des comités de la Chambre des communes.

Lors de leur campagne, les libéraux se sont engagés à faire du Canada la première superpuissance mondiale en matière d'énergie propre et traditionnelle. Leur approche s'articule autour de trois objectifs : la sécurité énergétique, la diversification des échanges commerciaux et la compétitivité à long terme. L'un des défis que devra relever le gouvernement consistera à surmonter les obstacles d'ordre réglementaire pour atteindre ces objectifs.

ALBERTA

Mise à jour et étendue révisée de la restructuration du marché de l'énergie

Les séances de mobilisation des parties prenantes tenues par l'Alberta Electric System Operator (« AESO ») en vue de la restructuration du marché de l'énergie, notamment dans le cadre de l'initiative Market Pathways de l'AESO, ont commencé en octobre 2023. Au cours des nombreuses séances, les parties prenantes ont fait part de leurs préoccupations quant à l'étendue des changements proposés. Le 4 avril 2025, l'AESO a fourni une mise à jour aux parties prenantes sur la restructuration du marché de l'énergie durant un déjeuner-conférence avec le chef de la direction. Compte tenu des commentaires des parties prenantes, l'AESO a réduit l'ampleur des modifications proposées dans le cadre de la restructuration du marché de l'énergie en abandonnant les propositions de marché du lendemain avec engagement et du marché du lendemain avec horaire pour ne conserver que le marché du lendemain pour les produits de fiabilité.

L'AESO a restreint la portée de la restructuration pour simplifier sa mise en œuvre tout en assurant la stabilité du marché. Cette mise à jour reflète l'engagement de l'AESO à concilier l'avis des parties prenantes avec les objectifs de la restructuration du marché de l'énergie, qui est de garantir un système électrique fiable, abordable et durable. L'engagement des parties prenantes sera nécessaire plus tard, ce qui pourrait repousser l'approbation des règles au début de l'année 2026.

Projet de loi 52 : *Energy and Utilities Statutes Amendment Act, 2025*

La loi intitulée *Energy and Utilities Statutes Amendment Act, 2025* a été présentée à l'Assemblée législative de l'Alberta le 10 avril 2025. Il s'agit d'une « première lecture » du projet de loi, et s'il est adopté, les changements entreront en vigueur à différentes dates et des mesures temporaires seront adoptées. Voici quelques points saillants de la loi proposée :

- **Mélange d'hydrogène** : Autoriser le mélange de l'hydrogène et du gaz naturel dans le réseau de distribution de gaz naturel pour le chauffage résidentiel et commercial, ce qui soutiendrait les nouvelles technologies tout en donnant la priorité à la sécurité et à la fiabilité.
- **Restructuration du marché de l'énergie** : Mettre en place un cadre législatif pour créer une nouvelle structure de marché d'ici 2027, qui comprendrait un marché du lendemain des produits de fiabilité afin d'assurer la disponibilité constante de l'électricité et de réduire les alertes sur le réseau.
- **Mise à jour de la politique de transport** : Officialiser les changements à la politique de transport indiqués précédemment en éliminant l'exigence zéro congestion s'appliquant à l'AESO et en ajoutant de nouveaux critères législatifs selon lesquels l'AESO est tenue de « maximiser l'efficacité économique » lorsqu'elle envisage « des expansions et des améliorations du réseau ».
- **Fiabilité du marché de l'électricité** : Mettre à jour les règles du marché de l'électricité pour répondre à la demande croissante, stabiliser les factures des services publics et encourager les investissements dans le secteur de l'énergie.
- **Interconnexions** : Simplifier les processus d'établissement de connexions avec d'autres régions, en réduisant les formalités administratives pour l'amélioration des infrastructures.

AUTRES CHARGES ET PRODUITS

Le tableau suivant présente un résumé financier des autres charges et produits consolidés pour les premiers trimestres de 2025 et 2024. Ces montants sont présentés selon les IFRS. Ils n'ont pas été ajustés pour tenir compte du calendrier des produits et des charges associés aux activités à tarifs réglementés ainsi que des autres éléments qui ne s'inscrivent pas dans le cours normal des activités.

	Trimestres clos les 31 mars		
(en millions de dollars)	2025	2024	Variation
Charges d'exploitation	403	378	25
Dotation aux amortissements	151	145	6
Charges financières, montant net	93	97	(4)
Charge d'impôt	61	60	1

CHARGES D'EXPLOITATION

Les charges d'exploitation, qui s'entendent du total des frais et des charges après déduction de la dotation aux amortissements, ont augmenté de 25 M\$ pour le premier trimestre de 2025 comparativement à celles de la période correspondante de 2024. La hausse des charges d'exploitation s'explique principalement par la hausse des charges refacturées de l'entreprise de distribution de gaz naturel au titre des droits de franchise et de transport de tiers, les coûts de restructuration et la comptabilisation des coûts de transition liés aux activités visant à faire passer les services gérés de technologie de l'information (« TI ») d'un modèle de service par un fournisseur unique à un modèle hybride impliquant plusieurs nouveaux fournisseurs et équipes internes.

DOTATION AUX AMORTISSEMENTS

La dotation aux amortissements a augmenté de 6 M\$ pour le premier trimestre de 2025 comparativement à celle de la période correspondante de 2024, principalement en raison des investissements en capital continus.

CHARGES FINANCIÈRES, MONTANT NET

Le montant net des charges financières a diminué de 4 M\$ pour le premier trimestre de 2025 par rapport à celui de la période correspondante de 2024, surtout en raison des produits d'intérêts plus élevés sur les placements en trésorerie.

CHARGE D'IMPÔT

L'impôt sur le résultat a augmenté de 1 M\$ au premier trimestre de 2025 par rapport à la période correspondante de 2024, surtout en raison de l'augmentation du bénéfice avant impôt établi selon les IFRS.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Nos stratégies commerciales ainsi que le financement de nos activités et de notre croissance future prévue s'appuient sur le maintien de notations de première qualité et l'accès aux marchés financiers à des taux concurrentiels. Les principales sources de financement sont les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et les marchés boursiers. Les liquidités proviennent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et sont soutenues par des niveaux appropriés de trésorerie et les facilités de crédit engagées disponibles.

NOTATIONS

Le tableau suivant présente les notations attribuées à CU Inc. au 31 mars 2025.

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

FACILITÉS DE CRÉDIT

Au 31 mars 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	–	900
Facilités non engagées	100	43	57
Total	1 000	43	957

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 2026 et 2027, et pourraient être prorogées au gré des prêteurs. La majeure partie des facilités de crédit sont fournies par des banques canadiennes.

FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Au 31 mars 2025, la position en trésorerie de la société se chiffrait à 11 M\$, soit une hausse de 100 M\$ au premier trimestre de 2025 par rapport à la période correspondante de 2024 et de 174 M\$ par rapport au 31 décembre 2024. Le tableau suivant montre les principales variations.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars		
	2025	2024	Variation
Situation de trésorerie au début de la période	(163)	(71)	(92)
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) :			
Activités d'exploitation	604	499	105
Activités d'investissement	(338)	(291)	(47)
Activités de financement	(92)	(226)	134
Situation de trésorerie à la fin de la période	11	(89)	100

La position en trésorerie de la société se chiffrait à (163) M\$ à l'ouverture du premier trimestre de 2025, soit une baisse de 92 M\$ par rapport à la période correspondante de 2024, principalement en raison du financement de projets d'investissement tout au long de 2024.

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont chiffrés à 604 M\$ pour le premier trimestre de 2025, en hausse de 105 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, principalement en raison du calendrier de certains produits des activités ordinaires et de certaines charges.

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont chiffrés à 338 M\$ pour le premier trimestre de 2025, en hausse de 47 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, principalement en raison de l'augmentation des dépenses en immobilisations liées aux mises à niveau continues des systèmes, des projets liés à la fiabilité et à la sécurité des réseaux et à la résilience et à l'adaptation aux changements climatiques, et des projets de croissance pour de nouveaux clients. Ces hausses ont été en partie contrebalancées par le calendrier de règlement des comptes de capital à payer pour des projets d'investissement de l'entreprise de distribution d'électricité.

Flux de trésorerie affectés aux dépenses en immobilisations

Le tableau suivant présente les dépenses en immobilisations pour les premiers trimestres de 2025 et 2024.

	Trimestres clos les 31 mars		
(en millions de dollars)	2025	2024	Variation
Distribution d'électricité	95	99	(4)
Transport d'électricité	96	51	45
Distribution de gaz naturel	90	96	(6)
Transport de gaz naturel	64	35	29
Total ^{1), 2)}	345	281	64

1) Comprend des entrées d'immobilisations corporelles et incorporelles ainsi qu'un montant de 5 M\$ (3 M\$ en 2024) pour le premier trimestre de 2025 au titre des intérêts inscrits au coût des actifs pendant la construction.

2) Comprend des dépenses en immobilisations de 23 M\$ pour le premier trimestre de 2025 (22 M\$ en 2024) qui ont été financées par les apports de clients et les subventions gouvernementales.

Les flux de trésorerie affectés aux dépenses en immobilisations se sont chiffrés à 345 M\$ pour le premier trimestre de 2025, en hausse de 64 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, principalement en raison de l'augmentation des dépenses liées aux mises à niveau continues des systèmes et aux projets de croissance pour de nouveaux clients, dont le projet Yellowhead mené par l'entreprise de transport de gaz naturel et le projet Transfert du Centre-Est vers l'extérieur mené par l'entreprise de transport d'électricité.

Activités de financement

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont chiffrés à 92 M\$ pour le premier trimestre de 2025, en baisse de 134 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, principalement en raison du remboursement au premier trimestre de 2024 des débentures à 6,215 pour cent d'un montant de 120 M\$, qui étaient arrivées à échéance.

Émissions de titres de créance

En mars 2025, la société a emprunté 18 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.

CAPITAL-ACTIONS

Les actions de CU Inc. se composent d'actions de catégorie A et de catégorie B.

Au 5 mai 2025, 3 570 322 actions de catégorie A et 2 188 262 actions de catégorie B de la société étaient en circulation.

INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

Le tableau suivant présente les informations financières des huit trimestres clos du 30 juin 2023 au 31 mars 2025.

(en millions de dollars)	T2 2024	T3 2024	T4 2024	T1 2025
Produits des activités ordinaires	696	645	822	920
Bénéfice de la période	49	63	135	212
Résultat ajusté ¹⁾				
Électricité ²⁾	76	83	93	86
Gaz naturel ²⁾	23	(4)	97	130
Financement et autres activités et éliminations intersectorielles ²⁾	(5)	(6)	(5)	(1)
Total du résultat ajusté ¹⁾	94	73	185	215

(en millions de dollars)	T2 2023	T3 2023	T4 2023	T1 2024
Produits des activités ordinaires	670	601	783	880
Bénéfice de la période	77	36	105	200
Résultat ajusté ¹⁾				
Électricité ²⁾	64	83	83	88
Gaz naturel ²⁾	23	(9)	84	121
Financement et autres activités et éliminations intersectorielles ²⁾	–	–	–	(4)
Total du résultat ajusté ¹⁾	87	74	167	205

1) Total des mesures sectorielles (au sens attribué dans le Règlement 52-112). Se reporter aux rubriques « Autres mesures financières et mesures non conformes aux PCGR » et « Rapprochement du résultat ajusté et du bénéfice pour la période » du présent rapport de gestion.

2) Mesures financières non conformes aux PCGR (au sens attribué dans le Règlement 52-112). Se reporter aux rubriques « Autres mesures financières et mesures non conformes aux PCGR » et « Rapprochement du résultat ajusté et du bénéfice pour la période » du présent rapport de gestion.

Les résultats financiers des huit derniers trimestres reflètent le moment où sont rendues les décisions d'ordre réglementaire concernant les services publics et la nature saisonnière de la demande d'électricité et de gaz naturel.

RÉSULTAT AJUSTÉ

Le résultat ajusté pour le deuxième trimestre de 2024 a été plus élevé que celui de la période correspondante de 2023, essentiellement en raison de l'accroissement de la base de tarification, de l'augmentation du RCP et des décisions relatives aux demandes de report pour les exercices 2018 à 2021 rendues par l'AUC en 2023, qui ont rejeté les demandes de l'entreprise de transport d'électricité pour le recouvrement des rendements perdus dans le cadre de certains projets annulés. La hausse du résultat ajusté a été contrebalancée en partie par l'incidence de la demande générale de hausse tarifaire de l'entreprise de transport de gaz naturel pour 2024 à 2025, qui comprenait des économies de coûts réalisées au cours des périodes antérieures, transférées aux clients.

Le résultat ajusté pour le troisième trimestre de 2024 a été plus bas que celui de la période correspondante de 2023, essentiellement en raison de l'augmentation des charges d'intérêts sur les emprunts à court terme et des ajustements d'impôts comptabilisés par l'entreprise de distribution d'électricité aux deux derniers trimestres de 2023, en partie effacés par l'accroissement de la base de tarification et par l'augmentation du RCP.

Le résultat ajusté pour le quatrième trimestre de 2024 a augmenté par rapport à celui de la période correspondante de 2023, essentiellement en raison de l'accroissement de la base de tarification et de l'augmentation du RCP. L'augmentation du résultat ajusté a été en partie effacée par l'augmentation des charges d'intérêts sur les emprunts à court terme et les ajustements d'impôts comptabilisés par l'entreprise de distribution d'électricité.

Le résultat ajusté au premier trimestre de 2025 a augmenté par rapport à celui de la période correspondante de 2024 qui s'explique essentiellement par l'accroissement de la base de tarification et des économies de coûts. L'augmentation du résultat a été en partie contrebalancée par la diminution du RCP de 2025, qui est établi à 8,97 pour cent, contre 9,28 pour cent en 2024, ainsi que par la réalisation d'un financement au titre du MRE correspondant à un RCP additionnel d'au plus 0,5 pour cent en 2024 pour les entreprises de distribution d'électricité et de gaz naturel.

BÉNÉFICE DE LA PÉRIODE

Le bénéfice de la période tient compte des ajustements temporels liés aux activités à tarifs réglementés. Il reflète également les profits et les pertes non récurrents, les pertes de valeur, les dividendes sur les actions privilégiées et d'autres éléments ne faisant pas partie du cours normal des activités ou de l'exploitation courante qui ont été comptabilisés à divers moments au cours des huit derniers trimestres. Ces éléments ont été exclus du résultat ajusté et sont décrits ci-dessous :

- Au deuxième trimestre de 2023, la société a comptabilisé une perte de valeur de 8 M\$ (après impôt) relativement à certaines centrales électriques de l'entreprise de transport d'électricité. Ces centrales ont été fermées puisque leur valeur résiduelle a été considérée comme nulle.
- Au quatrième trimestre de 2023, la société a comptabilisé une perte de valeur de 34 M\$ (après impôt) se rapportant principalement à certains actifs au titre de logiciels qu'elle ne devrait pas utiliser.
- Au deuxième et au quatrième trimestre de 2024, la société a comptabilisé des coûts de restructuration de 32 M\$ (après impôt) et de 5 M\$ (après impôt), respectivement, se rapportant principalement aux réductions de personnel et aux indemnités de départ connexes.
- Au deuxième trimestre de 2024, la société a comptabilisé une réduction de 8 M\$ (après impôt) du résultat liée à une décision de mise en application de l'AUC au sujet de deux questions passées que l'entreprise de transport d'électricité avait déclarées elle-même à l'équipe de la mise en application de l'AUC.
- Au premier trimestre de 2025, la société a comptabilisé des coûts de restructuration de 10 M\$ (après impôt) se rapportant principalement aux réductions de personnel et aux indemnités de départ connexes.
- Au cours du premier trimestre de 2025, la société a comptabilisé des coûts de transition des TI de 7 M\$ (après impôt). Les coûts de transition étaient principalement liés aux activités visant à faire passer les services gérés de TI d'un modèle de service par un fournisseur unique à un modèle hybride impliquant plusieurs nouveaux fournisseurs et équipes internes.

AUTRES MESURES FINANCIÈRES ET MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Ce rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés intermédiaires non audités de la société pour le trimestre clos le 31 mars 2025. Les états financiers consolidés intermédiaires non audités ont été établis selon la Norme comptable internationale (« IAS ») 34 *Information financière intermédiaire* et selon des méthodes comptables conformes aux IFRS publiées par l'International Accounting Standards Board (« normes IFRS de comptabilité »).

Le présent rapport de gestion fait mention à plusieurs reprises du « total des mesures sectorielles » et des « mesures financières non conformes aux PCGR » (au sens attribué à ces termes dans le Règlement 52-112), dont les descriptions sont présentées ci-après.

Total des mesures sectorielles

Le Règlement 52-112 définit le « total des mesures sectorielles » comme une mesure financière, présentée par un émetteur, qui est un sous-total ou le total d'au moins deux secteurs à présenter d'une entité, qui n'est pas une composante d'un poste des états financiers de base de l'entité, qui est présentée dans les notes des états financiers de l'entité, et qui n'est pas présentée dans les états financiers de base de l'entité.

Le résultat ajusté consolidé constitue un total des mesures sectorielles, au sens attribué dans le Règlement 52-112.

Le résultat ajusté consolidé, un total des mesures sectorielles, est la mesure financière la plus directement comparable au total du bénéfice de la période. Un total des mesures sectorielles comparable pour la période correspondante de 2024 a été calculé au moyen de la même composition et est présenté avec le total des mesures sectorielles de la période considérée dans le présent rapport de gestion. Un rapprochement du total des mesures sectorielles et du total du bénéfice (de la perte) de la période est présenté dans le présent rapport de gestion.

Mesures financières non conformes aux PCGR

Le Règlement 52-112 définit une « mesure financière non conforme aux PCGR » comme une mesure financière présentée par un émetteur qui a) représente la performance financière, la situation financière ou les flux de trésorerie historiques ou attendus d'une entité; b) en ce qui concerne sa composition, exclut un montant qui entre dans la composition de la mesure financière la plus directement comparable présentée dans les états financiers de base de l'entité ou comprend un montant qui en est exclu; c) n'est pas présentée dans les états financiers de l'entité; et d) ne constitue pas un ratio, une fraction, un pourcentage ou une représentation similaire.

Le résultat ajusté au titre de la distribution d'électricité, du transport d'électricité, du total de l'électricité, de la distribution de gaz naturel, du transport de gaz naturel et du total de gaz naturel représente une mesure financière non conforme aux PCGR, au sens attribué dans le Règlement 52-112.

Le résultat ajusté s'entend du bénéfice (de la perte) de la période, après ajustement au titre du calendrier des produits des activités ordinaires et des charges associées aux activités à tarifs réglementés et des dividendes sur les actions privilégiées de la société. De plus, le résultat ajusté ne tient pas compte des profits et des pertes non récurrents, des pertes de valeur ni des éléments ne faisant pas partie du cours normal des activités ou de l'exploitation courante.

Le résultat ajusté permet de présenter le résultat tiré des activités à tarifs réglementés sur la même base qu'avant l'adoption des normes IFRS de comptabilité, à savoir les PCGR des États-Unis pour les activités à tarifs réglementés. La direction est d'avis que le résultat ajusté permet une analyse plus efficace du rendement et des tendances opérationnels. Le résultat ajusté est présenté à la note 3 des états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Le résultat ajusté est la mesure financière la plus directement comparable au bénéfice (à la perte) de la période, mais il ne s'agit pas d'une mesure financière normalisée aux termes du cadre de présentation de l'information utilisé pour préparer nos états financiers. Le résultat ajusté pourrait ne pas être comparable à des mesures financières semblables présentées par d'autres émetteurs. Pour les investisseurs, le résultat ajusté peut être utile, car il ne tient pas compte des éléments qui ne sont pas dans le cours normal des activités et, par conséquent, il fournit un aperçu du résultat découlant du cours normal des activités de l'émetteur. Un rapprochement du résultat ajusté et du bénéfice (de la perte) de la période de la société figure dans le présent rapport de gestion.

RAPPROCHEMENT DU RÉSULTAT AJUSTÉ ET DU BÉNÉFICE DE LA PÉRIODE

Le résultat ajusté s'entend du bénéfice (de la perte) de la période, après ajustement au titre du calendrier des produits des activités ordinaires et des charges associées aux activités à tarifs réglementés et des dividendes sur les actions privilégiées de la société. De plus, le résultat ajusté ne tient pas compte des profits et des pertes non récurrents, des pertes de valeur ni des éléments ne faisant pas partie du cours normal des activités ou de l'exploitation courante.

Le résultat ajusté est une mesure clé du bénéfice sectoriel dont la direction se sert pour évaluer le rendement des secteurs d'activité et attribuer les ressources. La direction est d'avis que le résultat ajusté permet une meilleure appréciation des données relatives à la réglementation des tarifs au Canada que le résultat établi selon les IFRS. De plus amples informations concernant cette mesure sont données à la rubrique « Autres mesures financières et mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

(en millions de dollars)

Trimestres clos les
31 mars

2025	Électricité	Gaz naturel	Financement et autres activités	Éliminations intersectorielles	Chiffres consolidés
2024					
Produits des activités ordinaires	367	555	–	(2)	920
	359	524	–	(3)	880
Résultat ajusté	86	130	(1)	–	215
	88	121	(4)	–	205
Restructuration	(6)	(4)	–	–	(10)
	–	–	–	–	–
Transition des services gérés de TI	(3)	(4)	–	–	(7)
	–	–	–	–	–
Activités à tarifs réglementés	(7)	20	–	–	13
	(18)	17	–	–	(1)
Décision concernant des questions liées aux TI	(1)	–	–	–	(1)
	(3)	(3)	–	–	(6)
Dividendes sur les actions privilégiées de la société	1	1	–	–	2
	1	1	–	–	2
Bénéfice (perte) de la période	70	143	(1)	–	212
	68	136	(4)	–	200



RESTRUCTURATION

La société a comptabilisé des coûts de restructuration de 10 M\$ (après impôt) au premier trimestre de 2025. Ces coûts se rapportent principalement aux réductions de personnel et aux indemnités de départ connexes. Cette restructuration s'inscrit dans la continuité des activités de restructuration entreprises en 2024. Puisque ces coûts ne figurent pas dans le cours normal des activités, ils ont été exclus du résultat ajusté.

TRANSITION DES SERVICES GÉRÉS DE TI

La société a comptabilisé des coûts de transition des TI de 7 M\$ au premier trimestre de 2025. Les coûts de transition étaient principalement liés aux activités visant à passer d'un modèle de service par un fournisseur unique à un modèle hybride impliquant plusieurs nouveaux fournisseurs et équipes internes. Les activités de transition ont commencé le 1^{er} janvier 2025 et devraient être pratiquement terminées d'ici le deuxième trimestre de 2025. Puisque ces coûts ne figurent pas dans le cours normal des activités, ils ont été exclus du résultat ajusté.

ACTIVITÉS À TARIFS RÉGLEMENTÉS

ATCO Electric Transmission, ATCO Electric Distribution, ATCO Electric Yukon, Northland Utilities (NWT) (qui exerce ses activités sous le nom Naka Power Utilities (NWT)), Northland Utilities (Yellowknife) (qui exerce ses activités sous le nom Naka Power Utilities (Yellowknife)), ATCO Gas et ATCO Pipelines sont désignées collectivement les « entreprises de services publics ».

À l'heure actuelle, les normes IFRS de comptabilité ne contiennent pas de directives précises que la société est en droit d'adopter concernant les entités à tarifs réglementés. En l'absence de telles directives, les entreprises de services publics ne comptabilisent pas les actifs et les passifs liés aux activités à tarifs réglementés comme pourraient le prescrire les décisions d'ordre réglementaire. Les entreprises de services publics comptabilisent plutôt les produits des activités ordinaires en résultat lorsque les montants sont facturés aux clients, conformément à la structure tarifaire autorisée par l'organisme de réglementation. Les coûts et les charges d'exploitation sont comptabilisés lorsqu'ils sont engagés. Les coûts engagés dans le cadre de la construction d'un actif satisfaisant aux critères de comptabilisation sont incorporés au coût des immobilisations corporelles ou incorporelles correspondantes.

La société utilise les normes publiées par le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») des États-Unis comme autre source de principes comptables généralement reconnus pour comptabiliser les activités à tarifs réglementés aux fins de l'information financière fournie en interne au principal décideur opérationnel. Le principal décideur opérationnel est d'avis que le résultat présenté conformément aux normes du FASB représente mieux le résultat d'exploitation lié aux activités à tarifs réglementés de la société. Par conséquent, la société présente le résultat ajusté selon ce référentiel dans ses informations sectorielles. Les normes de comptabilité des activités à tarifs réglementés influent sur le moment où certains produits et charges sont comptabilisés comparativement aux activités à tarifs non réglementés, et visent à refléter adéquatement l'incidence économique des décisions d'un organisme de réglementation sur les produits des activités ordinaires.

La comptabilité des activités à tarifs réglementés diffère du traitement selon les normes IFRS de comptabilité de la façon suivante :

Ajustement lié au calendrier	Éléments	Traitement selon la comptabilité des activités à tarifs réglementés	Traitement selon les IFRS
Produits supplémentaires facturés au cours de la période considérée	Frais futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux, et incidence du temps plus froid.	La société diffère la comptabilisation des rentrées de fonds reçues avant l'engagement des dépenses.	La société comptabilise les produits des activités ordinaires lorsque les montants sont facturés aux clients, et les coûts lorsqu'ils sont engagés.
Produits à facturer au cours de périodes ultérieures	Impôt différé et incidence du temps plus chaud.	La société comptabilise les produits des activités ordinaires associés aux coûts recouvrables avant de les facturer aux clients.	La société comptabilise les coûts lorsqu'ils sont engagés, mais elle ne comptabilise pas de recouvrement avant que les tarifs facturés aux clients soient modifiés et les montants bien recouverts par l'intermédiaire de la facturation future.
Décisions d'ordre réglementaire reçues	Décisions d'ordre réglementaire reçues qui touchent la période considérée et les périodes antérieures.	La société comptabilise le résultat découlant des effets d'une décision d'ordre réglementaire sur la période considérée et les périodes antérieures lorsque la décision est rendue.	La société ne comptabilise pas de résultat découlant des effets d'une décision d'ordre réglementaire lorsqu'elle la reçoit, les actifs et les passifs réglementaires n'étant pas comptabilisés selon les normes IFRS de comptabilité.
Règlement des décisions d'ordre réglementaire et autres éléments	Règlement des montants à recevoir des clients, ou à leur payer, et autres éléments.	La société comptabilise un montant à recevoir des clients, ou à leur payer, à titre de réduction de ses actifs et passifs réglementaires lorsque ce montant est recouvré ou remboursé par l'intermédiaire de la facturation future.	La société comptabilise un résultat lorsque les tarifs facturés aux clients sont modifiés et que les montants sont recouverts auprès des clients ou remboursés à ceux-ci par l'intermédiaire de la facturation future.

Pour les premiers trimestres de 2025 et de 2024, les ajustements temporels importants qui découlent des différences entre la comptabilité des activités à tarifs réglementés et les normes IFRS de comptabilité se présentent comme suit :

	Trimestres clos les 31 mars		
(en millions de dollars)	2025	2024	Variation
Produits supplémentaires facturés au cours de la période considérée			
Frais futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux ¹⁾	33	31	2
Incidence du temps plus froid ²⁾	–	5	(5)
Produits à facturer au cours de périodes ultérieures			
Impôt différé ³⁾	(37)	(33)	(4)
Incidence du temps plus chaud ²⁾	(1)	–	(1)
Règlement des décisions d'ordre réglementaire et autres éléments			
Autres ⁴⁾	18	(4)	22
	13	(1)	14

1) Les frais d'enlèvement et de remise en état des lieux sont facturés aux clients sur la durée d'utilité estimative des actifs connexes, en fonction de la prévision des coûts qui seront engagés au cours de périodes ultérieures.

2) Les tarifs des clients des services de distribution du gaz naturel sont fondés sur des prévisions des températures normales. Les variations de température 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 recouverts auprès de ceux-ci au cours des périodes ultérieures.

3) L'impôt sur le résultat est facturé aux clients lorsqu'il est payé par la société.

4) Au cours du trimestre clos le 31 mars 2025, l'entreprise de distribution de gaz naturel a enregistré une augmentation de 17 M\$ (après impôt) de son bénéfice liée à des recouvrements auprès de clients relativement au règlement des coûts pour équilibrer les charges et des soldes des comptes de report liés aux effets des conditions météorologiques.

DÉCISION CONCERNANT DES QUESTIONS LIÉES AUX TI

Comme c'est le cas pour le profit sur la vente, en 2014, de l'entreprise de services de TI par Canadian Utilities, la société mère de CU Inc., les conséquences financières de la décision concernant les questions liées aux TI sont exclues du résultat ajusté. Le montant exclu du résultat ajusté pour le premier trimestre de 2025 s'élève à 1 M\$ (après impôt) (6 M\$ après impôt en 2024).

RAPPROCHEMENT DU RÉSULTAT AJUSTÉ ET DU BÉNÉFICE DE LA PÉRIODE PAR SECTEUR

Le tableau suivant présente un rapprochement du résultat ajusté des entreprises de services publics et de la mesure financière la plus directement comparable, le bénéfice de la période.

(en millions de dollars)

Trimestres clos les
31 mars

2025 2024	CU Inc.						
	Électricité			Gaz naturel			Chiffres consolidés
	Distribution d'électricité	Transport d'électricité	Chiffres consolidés	Distribution de gaz naturel	Transport de gaz naturel	Chiffres consolidés	
Résultat ajusté	41	45	86	103	27	130	216
	42	46	88	99	22	121	209
Restructuration	(4)	(2)	(6)	(2)	(2)	(4)	(10)
	–	–	–	–	–	–	–
Transition des services gérés de TI	(3)	–	(3)	(4)	–	(4)	(7)
	–	–	–	–	–	–	–
Activités à tarifs réglementés	–	(7)	(7)	23	(3)	20	13
	(13)	(5)	(18)	16	1	17	(1)
Décision concernant des questions liées aux TI	(1)	–	(1)	–	–	–	(1)
	(2)	(1)	(3)	(2)	(1)	(3)	(6)
Dividendes sur les actions privilégiées de la société	–	1	1	1	–	1	2
	–	1	1	1	–	1	2
Bénéfice de la période	33	37	70	121	22	143	213
	27	41	68	114	22	136	204

AUTRES INFORMATIONS FINANCIÈRES

CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

L'attestation des documents intermédiaires pour la période close le 31 mars 2025 exige que la société indique dans son rapport de gestion intermédiaire tout changement apporté à son contrôle interne à l'égard de l'information financière qui a eu lieu au cours de la période considérée et qui a eu ou aurait raisonnablement pu avoir une incidence significative sur le contrôle interne de la société à l'égard de l'information financière. La société confirme qu'elle n'a identifié aucun changement de ce type au cours du trimestre allant du 1^{er} janvier 2025 au 31 mars 2025.

INFORMATION PROSPECTIVE

Certains énoncés figurant dans le présent rapport de gestion 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 le présent rapport de gestion porte notamment, sans s'y limiter, sur les plans stratégiques; les réductions d'émissions; la croissance prévue et les plans d'expansion et les occasions; la date prévue de début, d'achèvement ou d'exploitation commerciale des activités, des contrats ou des projets; les modalités 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; l'inflation prévue; l'ampleur et les caractéristiques prévues du projet Yellowhead; le moment où des demandes seront présentées aux organismes de réglementation et où des décisions seront rendues, ainsi que leur nombre, et le moment prévu pour le début de la construction du projet; les attentes concernant le projet Transfert du Centre-Est vers l'extérieur, dont l'ampleur, la capacité et les avantages prévus du projet; les attentes concernant l'appel de la réouverture de la RFR2, dont les attentes quant au calendrier et l'étendue de l'appel; les attentes quant au moment où la transition des services gérés de TI sera pratiquement terminée; l'incidence prévue des nouvelles lois; le moment et l'incidence prévus des décisions et des nouvelles informations d'ordre réglementaire; et la situation de trésorerie, les sources de financement et les obligations financières contractuelles et les autres engagements de la société, et les plans de remboursement de la dette.

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 en 2025; 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; 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, des pandémies, l'imposition de tarifs douaniers et d'autres restrictions commerciales, et des changements à cet égard, des tensions géopolitiques et des 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 de 2024.

Le présent rapport de gestion 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 du présent rapport de gestion.

L'information prospective qui figure dans le présent rapport de gestion 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

Des informations complémentaires sur la société, y compris les états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, les états financiers consolidés intermédiaires non audités pour le trimestre clos le 31 mars 2025 et la plus récente notice annuelle datée du 31 mars 2025, sont accessibles sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.

Il est également possible d'obtenir des exemplaires de ces documents en en faisant la demande au service des relations avec les investisseurs par écrit à l'adresse 5302, rue Forand S. O., immeuble Ouest, 3^e étage, Calgary (Alberta) T3E 8B4, par téléphone au 403 292-7500 ou par courriel à l'adresse investorrelations@atco.com. Il est possible d'obtenir de l'information au sujet de la société sur son site Web à l'adresse www.canadianutilities.com.

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.

apports de clients s'entend des apports en trésorerie non remboursables provenant de clients pour certaines entrées d'immobilisations corporelles. Ces apports sont effectués lorsque les produits estimatifs sont inférieurs au coût de la prestation des services.

AUC désigne l'Alberta Utilities Commission.

ESG s'entend des critères environnementaux, sociaux et de gouvernance.

GES s'entend de gaz à effet de serre.

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

MRE s'entend du mécanisme de report d'efficacité.

PCGR s'entend des principes comptables généralement reconnus du Canada.

principal décideur opérationnel s'entend du chef de la direction et des autres membres du comité de direction.

RCP s'entend du rendement des capitaux propres.

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