



CU INC.

RAPPORT DE GESTION

SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2021

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 semestre clos le 30 juin 2021 et qui ont eu une incidence sur ses résultats.

Ce rapport de gestion a été établi en date du 28 juillet 2021 et doit être lu à la lumière des états financiers consolidés intermédiaires non audités de la société pour le semestre clos le 30 juin 2021. Des informations supplémentaires, y compris les rapports de gestion précédents, la notice annuelle (la « notice annuelle de 2020 ») et les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2020 de la société sont accessibles sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com. Les informations présentées dans le rapport de gestion de 2020 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 d'ordre réglementaire.....	4
Durabilité, changements climatiques et transition énergétique	5
Autres charges et produits	6
Situation de trésorerie et sources de financement	7
Capital-actions	8
Informations trimestrielles	9
Mesures non conformes aux PCGR et mesures conformes aux PCGR supplémentaires	10
Rapprochement du résultat ajusté et du bénéfice de la période	11
Autres informations financières	15
Glossaire	16

PERFORMANCE DES ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS

PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

Les produits des activités ordinaires se sont chiffrés à 631 M\$ et à 1 374 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2021, soit une baisse de 5 M\$ et de 16 M\$ par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2020. Cette baisse s'explique surtout par le temps plus chaud, qui a entraîné une diminution de la demande pour nos entreprises de distribution de gaz naturel et d'électricité.

La croissance des produits des activités ordinaires des entreprises de distribution d'électricité et de gaz naturel du deuxième trimestre et du premier semestre de 2021 a été différée et sera comptabilisée et perçue ultérieurement vu notre décision d'accorder un allègement tarifaire aux clients compte tenu de la pandémie de COVID-19 et de la situation économique actuelle en Alberta.

RÉSULTAT AJUSTÉ

	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
(en millions de dollars)	2021	2020	Variation	2021	2020	Variation
Électricité						
Distribution d'électricité	37	32	5	79	67	12
Transport d'électricité	36	46	(10)	79	89	(10)
Total – Électricité	73	78	(5)	158	156	2
Gaz naturel						
Distribution de gaz naturel	7	2	5	88	84	4
Transport de gaz naturel	21	24	(3)	40	46	(6)
Total – Gaz naturel	28	26	2	128	130	(2)
Siège social et autres activités et éliminations intersectorielles	(1)	(2)	1	(2)	(4)	2
Résultat ajusté total des entreprises de services publics ¹⁾	100	102	(2)	284	282	2

1) De plus amples informations concernant cette mesure sont données à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR et mesures conformes aux PCGR supplémentaires » du présent rapport de gestion.

Le résultat ajusté des entreprises de services publics s'est établi à 100 M\$ pour le deuxième trimestre de 2021, soit un recul de 2 M\$ comparativement à celui de la période correspondante de 2020, principalement en raison de l'incidence de la décision relative à la demande générale de hausse tarifaire déposée par l'entreprise de transport d'électricité pour 2018 et 2019 reçue au cours du deuxième trimestre de 2021, qui a été en partie contrebalancée par les économies de coûts.

Le résultat ajusté des entreprises de services publics s'est établi à 284 M\$ pour le premier semestre de 2021, soit 2 M\$ de plus qu'à la période correspondante de 2020, principalement en raison des économies de coûts et de l'accroissement continu de la base de tarification, qui ont été en partie contrebalancés par l'incidence de la décision relative à la demande générale de hausse tarifaire déposée par l'entreprise de transport d'électricité pour 2018 et 2019 reçue au cours du deuxième trimestre de 2021.

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 37 M\$ et à 79 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2021, soit 5 M\$ et 12 M\$ de plus qu'aux périodes correspondantes de 2020. Cette hausse du résultat s'explique essentiellement par la réalisation d'économies de coûts et par l'accroissement continu de la base de tarification.

Transport d'électricité

L'entreprise de transport d'électricité fournit des services réglementés 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.

Pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2021, le résultat ajusté de l'entreprise de transport d'électricité s'est établi à 36 M\$ et à 79 M\$, soit 10 M\$ de moins qu'aux périodes correspondantes de 2020. La diminution du résultat s'explique en grande partie par l'incidence de la décision relative à la demande générale de hausse tarifaire déposée par l'entreprise de transport d'électricité pour 2018 et 2019 rendue par l'AUC au cours du deuxième trimestre de 2021, qui a entraîné une baisse du résultat de 8 M\$, dont la totalité se rapporte aux périodes précédentes.

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.

L'entreprise de distribution de gaz naturel a enregistré un résultat ajusté de 7 M\$ et de 88 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2021, en hausse de 5 M\$ et de 4 M\$ par rapport à celui des périodes correspondantes de 2020. Cette augmentation du résultat s'explique essentiellement par le calendrier des charges d'exploitation et par l'accroissement de la base de tarification.

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.

L'entreprise de transport de gaz naturel a enregistré un résultat ajusté de 21 M\$ et de 40 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2021, en baisse de 3 M\$ et de 6 M\$ par rapport à celui des périodes correspondantes de 2020. Cette baisse du résultat ajusté est principalement attribuable à l'incidence de la décision relative à la demande générale de hausse tarifaire pour 2021 à 2023, qui comprenait des économies de coûts d'exploitation réalisées au cours des périodes antérieures, transférées aux clients.

SIÈGE SOCIAL ET AUTRES ACTIVITÉS ET ÉLIMINATIONS INTERSECTORIELLES

Compte tenu des éliminations intersectorielles, le résultat ajusté du secteur Siège social et autres activités pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2021 a augmenté de 1 M\$ et de 2 M\$ par rapport à celui des périodes correspondantes de 2020, en raison surtout du calendrier de certaines dépenses.

FAITS RÉCENTS D'ORDRE RÉGLEMENTAIRE

QUESTIONS COURANTES

Demande d'allégement tarifaire pour 2021

Le 1^{er} mars 2021, CU Inc. a présenté une demande d'allégement tarifaire pour 2021 pour les entreprises de distribution d'électricité et de gaz naturel afin de reporter les hausses de tarifs pour l'exercice 2021 complet et de recouvrer les montants différés à compter de 2023 sur une période d'au plus cinq ans. Le 18 juin 2021, l'AUC a rendu une décision, ordonnant à CU Inc. de recouvrer les montants différés de 2021 à compter du 1^{er} janvier 2022 et sur une courte période sans excéder l'augmentation maximale prescrite pour une année donnée au cours du processus de recouvrement. La majeure partie des montants reportés devraient être recouvrés en 2022, et le reste en 2023.

Cadre réglementaire de la distribution après 2022

Le 18 juin 2021, l'AUC a rendu une décision qui donne des directives concernant le processus de demande lié au coût des services pour 2023. Chaque service public de distribution doit présenter sa demande au moyen d'un modèle élaboré par l'AUC et respecter le niveau de détail minimum prescrit. L'entreprise de distribution d'électricité est tenue de déposer sa demande d'ici le 15 novembre 2021 et l'entreprise de distribution de gaz naturel, d'ici le 15 décembre 2021.

Le 30 juin 2021, l'AUC a rendu une décision dans le cadre de l'évaluation de la réglementation fondée sur le rendement (RFR) en Alberta. L'organisme a déterminé que la RFR a permis l'atteinte de nombreux objectifs de principe établis et qu'une troisième période de RFR (RFR3) commencera en 2024, après la révision du coût des services pour une période d'un an en 2023. Une procédure relative au coût générique du capital sera entamée au troisième trimestre de 2022 afin de déterminer les paramètres de la RFR3, incluant un examen des provisions au titre du financement supplémentaire et des facteurs d'inflation (facteur I) et de productivité (facteur X) et l'étude d'un mécanisme de partage des bénéfices.

TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Demande générale de hausse tarifaire pour la période de 2018 et 2019

Le 29 juin 2021, l'AUC a rendu une décision relativement à la demande générale de hausse tarifaire pour la période de 2018 et 2019, déterminant ainsi les besoins finaux en produits des activités ordinaires de l'entreprise de transport d'électricité pour la période. Cette décision entraîne une réduction de 8 M\$ du résultat ajusté au deuxième trimestre de 2021, dont la totalité se rapporte aux périodes précédentes.

TRANSPORT DE GAZ NATUREL

Acquisition du pipeline Pioneer

Au cours du troisième trimestre de 2020, l'entreprise de transport de gaz naturel a conclu une entente visant l'acquisition du pipeline Pioneer auprès de Tidewater Midstream & Infrastructure Ltd. et de son partenaire TransAlta Corporation, sous réserve des conditions habituelles dont l'obtention d'approbations réglementaires auprès de l'AUC et de l'organisme de réglementation de l'énergie de l'Alberta.

Le pipeline de gaz naturel s'étend sur 131 km entre la région de Drayton Valley et la région de Wabamum, à l'ouest d'Edmonton. Le 15 juin 2021, l'AUC a rendu une décision approuvant l'acquisition du pipeline et les coûts d'intégration qui y sont associés, pour un total de 265 M\$, de même que les besoins en produits des activités ordinaires correspondants pour 2021 à inclure dans les tarifs de l'entreprise de transport de gaz naturel.

Conformément à l'entente d'intégration délimitant les différentes zones, l'entreprise de transport de gaz naturel transférera à Nova Gas Transmission Ltd. (NGTL) la section de 30 km du pipeline située dans la zone de service de NGTL pour un montant d'environ 65 M\$. Le pipeline a été intégré mais est soumis à l'approbation de la Régie de l'énergie du Canada et le transfert devrait être conclu au quatrième trimestre de 2021.

L'acquisition ayant été conclue le 30 juin 2021, le pipeline Pioneer a été intégré aux réseaux de transport de gaz naturel réglementés de NGTL et de CU Inc. en Alberta afin d'assurer un approvisionnement fiable en gaz naturel aux centrales de production d'énergie de TransAlta à Sundance et à Keephills, facilitant ainsi la conversion de ces centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz naturel plus propre.

DURABILITÉ, CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

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, nos partenaires autochtones et les collectivités. À titre de fournisseur de services essentiels dans diverses collectivités, nous faisons preuve d'inclusion dans notre façon de répondre aux besoins de la société d'aujourd'hui et des générations futures.

Rapport sur la durabilité

En 2021, nous avons actualisé les sujets d'importance traités dans le rapport sur la durabilité d'ATCO en tenant compte de rétroactions reçues de groupes internes et externes. Le rapport sur la durabilité de 2020 d'ATCO, publié en mai 2021, est axé sur les sujets d'importance suivants :

- Transition énergétique - transition énergétique et innovation, ainsi que l'accès à l'énergie et les moyens abordables d'y accéder;
- Changements climatiques et responsabilité environnementale - changements climatiques et émissions de GES, ainsi que la responsabilité environnementale;
- Fiabilité et résilience opérationnelles - fiabilité et disponibilité des réseaux, ainsi que la préparation et la réaction aux urgences;
- Personnes - santé et sécurité au travail et sécurité du public, ainsi que la diversité, l'inclusion et l'équité;
- Relations avec les collectivités et les Autochtones - participation des Autochtones, occasions économiques et réconciliation, ainsi que la participation de la collectivité et l'investissement dans la collectivité.

Le rapport sur la durabilité tient compte des normes internationales Global Reporting Initiative (« GRI ») ainsi que des recommandations du Sustainability Accounting Standards Board (« SASB ») et de la Financial Stability Board's Task Force on Climate-related Financial Disclosures (« TCFD »).

Le rapport sur la durabilité de 2020, le document de référence sur le cadre de durabilité, l'évaluation détaillée de nos enjeux importants et d'autres informations sont disponibles sur notre site Web, à l'adresse www.canadianutilities.com.

AUTRES CHARGES ET PRODUITS

Le tableau suivant présente un résumé financier des autres charges et produits consolidés pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2021 et de 2020. 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 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
(en millions de dollars)	2021	2020	Variation	2021	2020	Variation
Charges d'exploitation	327	311	16	673	646	27
Dotation aux amortissements	134	128	6	267	255	12
Charges financières, montant net	90	92	(2)	181	183	(2)
Charge d'impôt	19	25	(6)	59	74	(15)

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 16 M\$ et de 27 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2021, comparativement à celles des périodes correspondantes de 2020. Cette hausse des charges d'exploitation s'explique essentiellement par l'augmentation des frais de transport de gaz naturel refacturés aux clients et la comptabilisation de coûts de résiliation et de transition liés à la résiliation anticipée de l'accord-cadre de services conclu avec Wipro Ltd. (Wipro) pour la prestation de services gérés de technologie de l'information (TI).

DOTATION AUX AMORTISSEMENTS

La dotation aux amortissements a augmenté de 6 M\$ et de 12 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2021 comparativement à celles des périodes correspondantes de 2020, en raison principalement des investissements en capital continus.

CHARGES FINANCIÈRES, MONTANT NET

Le montant net des charges financières a diminué de 2 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2021 par rapport à celui des périodes correspondantes de 2020, en raison surtout des produits d'intérêts plus élevés sur les placements en trésorerie.

CHARGE D'IMPÔT

L'impôt sur le résultat a diminué de 6 M\$ et de 15 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2021 par rapport à celui des périodes correspondantes de 2020, en raison surtout de la diminution du bénéfice avant impôt.

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 crédit 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, les marchés boursiers et des titres de créance ainsi que les injections de capitaux de Canadian Utilities Limited. 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.

FACILITÉS DE CRÉDIT

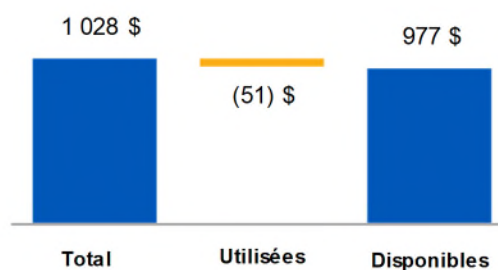
Au 30 juin 2021, CU Inc. et ses filiales disposaient des facilités de crédit suivantes :

(en millions de dollars)	Total	Montant utilisé	Montant disponible
Facilités engagées à long terme	900	—	900
Facilités non engagées	128	51	77
Total	1 028	51	977

Des facilités de crédit totales de 1 028 M\$, une tranche de 128 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 2022 et 2023, et pourraient être prorogées au gré des prêteurs. La majeure partie des facilités de crédit sont fournies par des banques canadiennes.

**Facilités de crédit
(en millions de dollars)**



FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Au 30 juin 2021, la société détenait un montant de (257) M\$ en trésorerie, en baisse de 235 M\$ par rapport à celui au 31 décembre 2020 en raison surtout de l'utilisation des liquidités pour financer le programme d'investissement en capital, le versement des dividendes et le paiement d'intérêts, annulés en partie par les fonds provenant de l'exploitation.

Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 336 M\$ pour le deuxième trimestre de 2021, en hausse de 25 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2020. Cet accroissement s'explique essentiellement par les apports plus élevés des clients pour les investissements en capital liés au transport d'électricité.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 748 M\$ pour le premier semestre de 2021, en hausse de 6 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2020. Cette augmentation s'explique essentiellement par les apports plus élevés des clients pour les investissements en capital liés au transport d'électricité, en partie neutralisés par le calendrier de certains produits et de certaines charges.

Les fonds provenant de l'exploitation de 2021 subissent l'incidence défavorable de la décision de CU Inc. d'accorder un allègement tarifaire aux clients par le truchement du report des hausses de tarifs pour les entreprises de distribution d'électricité et de gaz naturel; ces montants devraient être recouvrés auprès des clients à compter de 2022.

Flux de trésorerie affectés aux dépenses en immobilisations

Les flux de trésorerie affectés aux dépenses en immobilisations se sont chiffrés à 388 M\$ et à 592 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2021, en hausse de 223 M\$ et de 189 M\$ par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2020, en raison principalement de l'acquisition du pipeline Pioneer par l'entreprise de transport de gaz naturel.

Le tableau suivant présente les dépenses en immobilisations pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2021 et de 2020.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2021	2020	Variation	2021	2020	Variation
Distribution d'électricité	57	50	7	111	116	(5)
Transport d'électricité	28	29	(1)	62	71	(9)
Distribution de gaz naturel	72	45	27	128	102	26
Transport de gaz naturel	231	41	190	291	114	177
Total ^{1), 2)}	388	165	223	592	403	189

1) Compte tenu des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles ainsi que des intérêts incorporés au coût de l'actif pendant la construction de 3 M\$ et de 6 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2021 (2 M\$ et 7 M\$ en 2020).

2) Comprend 45 M\$ et 97 M\$ (20 M\$ et 46 M\$ en 2020) de dépenses en immobilisations, qui ont été financées grâce aux apports des clients.

Prospectus préalable de base – Débentures et actions privilégiées de CU Inc.

Le 16 septembre 2020, CU Inc. a déposé un prospectus préalable de base lui permettant d'émettre des débentures totalisant un maximum de 1,2 G\$ pendant la durée de 25 mois du prospectus. En date du 30 juin 2021, le total des émissions de débentures s'élevait à 150 M\$.

Avec prise d'effet le 1^{er} juin 2021, le taux de dividende annuel des actions privilégiées à dividende cumulatif rachetables de série 4 de CU Inc. a été rajusté et porté de 2,24 pour cent à 2,29 pour cent pour les cinq années suivantes.

CAPITAL-ACTIONS

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

En date du 27 juillet 2021, 3 570 322 actions de catégorie A et 2 188 262 actions de catégorie B de la société étaient en circulation.

INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

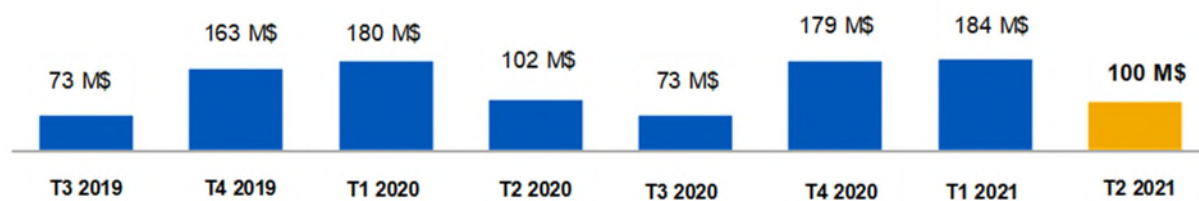
Le tableau suivant présente les informations financières des huit trimestres clos du 30 septembre 2019 au 30 juin 2021.

(en millions de dollars)	T3 2020	T4 2020	T1 2021	T2 2021
Produits des activités ordinaires	601	739	743	631
Bénéfice de la période	77	95	133	61
Résultat ajusté				
Électricité	70	79	85	73
Gaz naturel	4	101	100	28
Siège social et autres activités et éliminations intersectorielles	(1)	(1)	(1)	(1)
Total du résultat ajusté	73	179	184	100

(en millions de dollars)	T3 2019	T4 2019	T1 2020	T2 2020
Produits des activités ordinaires	618	772	754	636
Bénéfice de la période	112	157	152	80
Résultat ajusté				
Électricité	73	83	78	78
Gaz naturel	—	80	104	26
Siège social et autres activités et éliminations intersectorielles	—	—	(2)	(2)
Total du résultat ajusté	73	163	180	102

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 du deuxième et du troisième trimestre de chaque exercice est affecté par la demande saisonnière plus faible pour l'entreprise de distribution de gaz naturel. Le résultat ajusté du quatrième trimestre de 2020 et du premier trimestre de 2021 est plus élevé que celui des périodes correspondantes de 2019 et de 2020 en raison essentiellement des économies de coûts continues et de l'accroissement de la base de tarification. Au deuxième trimestre de 2021, le résultat ajusté a accusé un recul comparativement à celui de la période correspondante de 2020 principalement en raison de l'incidence de la décision relative à la demande générale de hausse tarifaire déposée par l'entreprise de transport d'électricité pour 2018 et 2019 reçue au cours du deuxième trimestre de 2021. Ce recul a été contrebalancé en partie par les économies de coûts.

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 versés sur les actions privilégiées et d'autres éléments qui ne s'inscrivent pas dans le 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 quatrième trimestre de 2020, Canadian Utilities Limited, la société mère de la société, a conclu un accord-cadre de services avec IBM Canada Ltd. (« IBM ») pour la prestation de services gérés de TI. Ces services sont actuellement fournis par Wipro aux termes d'un accord-cadre de services de dix ans échéant en décembre 2024. La société a comptabilisé des coûts de résiliation de 52 M\$ (après impôt) au quatrième trimestre de 2020 qui correspondent à la meilleure estimation par la direction des coûts pour mettre fin à l'accord-cadre de services avec Wipro. Les coûts réels seront établis définitivement plus tard en 2021.
- La transition des services gérés de TI pour passer de Wipro à IBM a commencé le 1^{er} février 2021 et devrait être terminée d'ici le troisième trimestre de 2021. Au premier trimestre et au deuxième trimestre de 2021, la société a comptabilisé des coûts de transition de 6 M\$ et de 14 M\$ (après impôt), respectivement.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR ET MESURES CONFORMES AUX PCGR SUPPLÉMENTAIRES

Le résultat ajusté s'entend du bénéfice de la période, après ajustement au titre du calendrier des produits des activités ordinaires et des charges associés 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 qui ne s'inscrivent pas dans le 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 IFRS, 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. Un rapprochement du résultat ajusté et du bénéfice de la période figure dans le présent rapport de gestion. Le résultat ajusté constitue une mesure conforme aux PCGR supplémentaire présentée à la note 3 des états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Les fonds provenant de l'exploitation correspondent aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. De l'avis de la direction, les fonds provenant de l'exploitation constituent un indicateur clé de la capacité de la société à générer, au cours d'une période, les fonds nécessaires au financement de ses dépenses en immobilisations. La mesure des fonds provenant de l'exploitation n'a pas de sens normalisé selon les IFRS et pourrait être sans valeur comparative par rapport aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés.

RAPPROCHEMENT DU RÉSULTAT AJUSTÉ ET DU BÉNÉFICE DE LA PÉRIODE

Le résultat ajusté s'entend du bénéfice de la période, après ajustement au titre du calendrier des produits des activités ordinaires et des charges associés 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 qui ne s'inscrivent pas dans le 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.

					Trimestres clos les 30 juin
<i>(en millions de dollars)</i>					
2021			Siège social et autres activités	Éliminations inter- sectorielles	Chiffres consolidés
2020	Électricité	Gaz naturel			
Produits des activités ordinaires	327	305	—	(1)	631
	340	297	—	(1)	636
Résultat ajusté	73	28	(1)	—	100
	78	26	(2)	—	102
Activités à tarifs réglementés	(10)	(15)	1	—	(24)
	(9)	(4)	—	—	(13)
Décision concernant des questions liées aux TI	(2)	(1)	—	—	(3)
	(2)	(1)	—	—	(3)
Transition des services gérés de TI	(6)	(8)	—	—	(14)
	—	—	—	—	—
Dividendes sur les actions privilégiées de la société	1	1	—	—	2
	2	—	—	—	2
Autres	—	—	—	—	—
	(3)	(5)	—	—	(8)
Bénéfice (perte) de la période	56	5	—	—	61
	66	16	(2)	—	80

(en millions de dollars)		Semestres clos les 30 juin			
2021			Siège social et autres activités	Éliminations inter-sectorielles	Chiffres consolidés
2020	Électricité	Gaz naturel			
Produits des activités ordinaires	661	715	—	(2)	1 374
	660	732	—	(2)	1 390
Résultat ajusté	158	128	(2)	—	284
	156	130	(4)	—	282
Activités à tarifs réglementés	(34)	(35)	1	—	(68)
	(38)	(2)	—	—	(40)
Décision concernant des questions liées aux TI	(4)	(3)	—	—	(7)
	(4)	(3)	—	—	(7)
Transition des services gérés de TI	(9)	(11)	—	—	(20)
	—	—	—	—	—
Dividendes sur les actions privilégiées de la société	3	2	—	—	5
	3	2	—	—	5
Autres	—	—	—	—	—
	(3)	(5)	—	—	(8)
Bénéfice (perte) de la période	114	81	(1)	—	194
	114	122	(4)	—	232

ACTIVITÉS À TARIFS RÉGLEMENTÉS

Les entreprises de distribution et de transport d'électricité et leurs filiales, ATCO Electric Yukon, Northland Utilities (NWT) et Northland Utilities (Yellowknife), ainsi que les entreprises de distribution de gaz naturel et de transport de gaz naturel, sont désignées collectivement les « entreprises de services publics ».

À l'heure actuelle, les IFRS 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 constatent 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 à l'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 de l'organisme de réglementation sur les produits des activités ordinaires.

La comptabilité des activités à tarifs réglementés diffère du traitement selon les IFRS 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 IFRS.
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.

Les ajustements temporels importants qui découlent des différences entre la comptabilité des activités à tarifs réglementés et les IFRS se présentent comme suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2021	2020	Variation	2021	2020	Variation
Produits supplémentaires facturés au cours de la période considérée						
Frais futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux ¹⁾	30	17	13	59	39	20
Incidence du temps plus froid ²⁾	1	4	(3)	—	9	(9)
Produits à facturer au cours de périodes ultérieures						
Impôt différé ³⁾	(29)	(22)	(7)	(54)	(56)	2
Gel des tarifs de distribution ⁴⁾	(34)	—	(34)	(75)	—	(75)
Incidence du temps plus chaud ²⁾	—	—	—	(1)	—	(1)
Règlement des décisions d'ordre réglementaire et autres éléments ⁵⁾	8	(12)	20	3	(32)	35
	(24)	(13)	(11)	(68)	(40)	(28)

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 clients de l'entreprise de distribution de gaz naturel sont fondés sur des prévisions de 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 inférieurs ou supérieurs 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 et du semestre clos le 30 juin 2021, les entreprises de distribution d'électricité et de gaz naturel ont comptabilisé une diminution du bénéfice de 34 M\$ et de 75 M\$. Ces montants seront recouverts auprès des clients en 2022 et 2023.

5) Au cours du premier semestre de 2020, l'entreprise de distribution d'électricité a comptabilisé une diminution de 22 M\$ de son résultat liée au paiement de frais de transport. La majeure partie de ces frais a été recouvrée auprès des clients au deuxième semestre de 2020.

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 Limited, 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 trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021 s'élève à 3 M\$ et à 7 M\$ (après impôt) (3 M\$ et 7 M\$ en 2020).

TRANSITION DES SERVICES GÉRÉS DE TI

En 2020, la société mère de la société, Canadian Utilities Limited, a conclu un accord-cadre de services avec IBM Canada Ltd. pour la prestation de services gérés de TI. Ces services sont actuellement fournis par Wipro aux termes d'un accord-cadre de services de dix ans échéant en décembre 2024. La transition des services gérés de technologie de l'information pour passer de Wipro à IBM a commencé le 1^{er} février 2021 et devrait être complétée d'ici le troisième trimestre de 2021.

Pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2021, la société a comptabilisé des frais de résiliation et de transition de 14 M\$ et de 20 M\$ (après impôt).

AUTRES

Au cours du deuxième trimestre de 2020, la société a comptabilisé d'autres coûts de 8 M\$ (après impôt), qui ne s'inscrivent pas dans le cours normal des activités. Ces coûts se rapportent au processus de transformation continue et au remaniement de certaines fonctions au sein de la société.

AUTRES INFORMATIONS FINANCIÈRES

CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

La société n'a apporté aucun changement à son contrôle interne à l'égard de l'information financière au cours de la période ouverte le 1^{er} avril 2021 et close le 30 juin 2021 qui ait eu ou aurait raisonnablement pu avoir une incidence significative sur le contrôle interne de la société à l'égard de l'information financière.

INFORMATION PROSPECTIVE

Certains énoncés contenus dans le présent rapport de gestion constituent de l'information prospective, laquelle comprend généralement des expressions comme « s'attendre à », « planifier », « estimer », « prévoir », « peuvent », « seront », « a l'intention de », « devraient » et d'autres encore. L'information prospective est soumise à des risques connus et inconnus, à des incertitudes ainsi qu'à d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats ou événements réels diffèrent considérablement de l'information présentée. De l'avis de la société, les prévisions formulées dans l'information prospective sont raisonnables. Toutefois, rien ne garantit que ces prévisions se concrétiseront. C'est pourquoi il ne faut pas se fier outre mesure à l'information prospective.

Les décisions d'ordre réglementaire, l'environnement concurrentiel des secteurs dans lesquels la société exerce ses activités, la conjoncture économique (y compris dans le contexte de la pandémie de COVID-19) et d'autres facteurs, dont bon nombre échappent au contrôle de la société, pourraient faire en sorte que les résultats réels de la société diffèrent considérablement de l'information prospective présentée dans ce 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 SUPPLÉMENTAIRES

CU Inc. a publié ses états financiers consolidés intermédiaires non audités et son rapport de gestion du semestre clos le 30 juin 2021. Il est 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 SO, immeuble Ouest, 3^e étage, Calgary (Alberta) T3E 8B4, par téléphone au 403 292-7500, par télécopieur au 403 292-7532 ou par courriel à l'adresse investorrelations@atco.com.

GLOSSAIRE

actions de catégorie A s'entend des actions 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.

apport des clients s'entend des apports en trésorerie non remboursables provenant de clients pour certaines acquisitions 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.

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

GES s'entend de gaz à effet de serre.

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

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

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

résultat s'entend du résultat ajusté selon la définition donnée à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR et mesures conformes aux PCGR supplémentaires » du présent rapport de gestion.

RFR s'entend de la réglementation fondée sur le rendement.

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