



CANADIAN UTILITIES LIMITED
Une société d'**ATCO**

CANADIAN UTILITIES LIMITED

RAPPORT DE GESTION

SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2022

Le présent rapport de gestion vise à permettre aux lecteurs de comprendre les principaux événements touchant l'exploitation et les finances de Canadian Utilities Limited (« Canadian Utilities », « nous », « notre », « nos » ou la « société ») qui se sont produits au cours du semestre clos le 30 juin 2022 et qui ont eu une incidence sur ses résultats.

Ce rapport de gestion a été établi en date du 27 juillet 2022 et doit être lu à la lumière des états financiers consolidés intermédiaires non audités de la société pour le semestre clos le 30 juin 2022. Des informations supplémentaires, y compris les rapports de gestion précédents, la notice annuelle (la « notice annuelle de 2021 ») et les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2021 de la société sont accessibles sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com. Les informations présentées dans le rapport de gestion de 2021 qui demeurent essentiellement inchangées ne sont pas analysées dans le présent rapport de gestion.

La société est contrôlée par ATCO Ltd. 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

Revue de la performance	2
Performance des secteurs d'activité.....	5
Entreprises de services publics	5
Faits récents d'ordre réglementaire concernant les entreprises de services publics	7
Infrastructures énergétiques	9
Siège social et autres activités.....	11
Durabilité, changements climatiques et transition énergétique	12
Autres charges et produits	14
Situation de trésorerie et sources de financement	15
Capital-actions.....	18
Informations trimestrielles.....	19
Autres mesures financières et mesures non conformes aux PCGR.....	21
Rapprochement du résultat ajusté et du bénéfice attribuable aux actionnaires de la société	22
Rapprochement des investissements en capital et des dépenses en immobilisations.....	31
Autres informations financières	32
Glossaire	34

REVUE DE LA PERFORMANCE

DONNÉES FINANCIÈRES

Le tableau ci-dessous résume les principales données financières associées à notre performance financière.

	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
(en millions de dollars, sauf les données par action et les actions en circulation)	2022	2021	Variation	2022	2021	Variation
Principales données financières						
Produits des activités ordinaires	933	790	143	2 043	1 697	346
Résultat ajusté ¹⁾	136	115	21	355	306	49
Entreprises de services publics ¹⁾	156	124	32	390	325	65
Infrastructures énergétiques	10	7	3	18	17	1
Siège social et autres activités	(30)	(16)	(14)	(53)	(36)	(17)
Résultat ajusté (en dollars par action)	0,51	0,43	0,08	1,32	1,13	0,19
Bénéfice attribuable aux actionnaires de la société	151	5	146	378	146	232
Bénéfice (perte) attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B	134	(11)	145	343	113	230
Bénéfice (perte) attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B (en dollars par action)	0,50	(0,04)	0,54	1,28	0,42	0,86
Bénéfice (perte) dilué attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B (en dollars par action)	0,50	(0,04)	0,54	1,28	0,42	0,86
Total de l'actif	21 377	20 111	1 266	21 377	20 111	1 266
Dette à long terme	9 413	9 019	394	9 413	9 019	394
Capitaux propres attribuables aux actionnaires de la société	6 795	6 526	269	6 795	6 526	269
Dividendes en trésorerie déclarés sur les actions de catégorie A et de catégorie B (en cents par action)	44,42	43,98	0,44	88,84	87,96	0,88
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	513	377	136	1 152	888	264
Investissements en capital ²⁾	297	430	(133)	562	660	(98)
Dépenses en immobilisations	294	421	(127)	557	646	(89)
Autres données financières						
Nombre moyen pondéré d'actions de catégorie A et de catégorie B en circulation (en milliers) :						
De base	269 057	269 695	(638)	269 003	270 848	(1 845)
Dilué	269 631	270 167	(536)	269 537	271 304	(1 767)

1) De plus amples informations concernant ce total des mesures sectorielles sont données aux rubriques « Autres mesures financières et mesures non conformes aux PCGR » et « Rapprochement du résultat ajusté et du bénéfice attribuable aux actionnaires de la société » du présent rapport de gestion.

2) De plus amples informations concernant ces mesures non conformes aux PCGR sont données aux rubriques « Autres mesures financières et mesures non conformes aux PCGR » et « Rapprochement des investissements en capital et des dépenses en immobilisations » du présent rapport de gestion.

PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

Les produits des activités ordinaires se sont chiffrés à 933 M\$ pour le deuxième trimestre de 2022, en hausse de 143 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2021. La hausse des produits des activités ordinaires, surtout dans les entreprises de distribution d'électricité et de gaz naturel, découle de l'allègement tarifaire accordé aux clients en 2021 en raison de la pandémie mondiale de COVID-19 et, par la suite, de la décision de l'AUC de maximiser le recouvrement, en 2022, des produits différés en 2021. La hausse des produits des activités ordinaires s'explique aussi par l'augmentation des produits refacturés par les entreprises de distribution d'électricité et de gaz naturel, ainsi que des prix du gaz naturel plus élevés dans le secteur Infrastructures énergétiques.

RÉSULTAT AJUSTÉ ¹⁾

Le résultat ajusté du deuxième trimestre de 2022 s'est établi à 136 M\$, ou 0,51 \$ par action, comparativement à 115 M\$, ou 0,43 \$ par action, pour la période correspondante de l'exercice 2021.

L'augmentation du résultat ajusté au deuxième trimestre de 2022 s'explique essentiellement par l'indexation du taux d'inflation sur la base de tarification en Australie, ce qui a contribué au bénéfice de l'entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale, 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 pour l'entreprise de transport d'électricité et par le calendrier des charges d'exploitation de l'entreprise de distribution de gaz naturel.

Se reporter à la rubrique « Performance des secteurs d'activité » du présent rapport de gestion pour des informations complémentaires.

BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE LA SOCIÉTÉ

Le bénéfice attribuable aux actionnaires de la société s'est établi à 151 M\$ pour le deuxième trimestre de 2022, en hausse de 146 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2021. Le bénéfice attribuable aux actionnaires de la société reflète des ajustements temporels liés aux activités à tarifs réglementés, des dividendes sur les actions privilégiées de la société, des profits ou des pertes latents sur des contrats à terme et des swaps sur marchandises évalués à la valeur de marché, des profits et pertes non récurrents, des pertes de valeur et des éléments qui sortent du cadre normal des activités ou qui ne découlent pas des activités courantes. Ces éléments ne sont pas pris en compte dans le résultat ajusté.

De plus amples renseignements à ce sujet et au sujet d'autres éléments sont présentés à la rubrique « Rapprochement du résultat ajusté et du bénéfice attribuable aux actionnaires de la société » du présent rapport de gestion.

Le bénéfice attribuable aux actionnaires de la société correspond au bénéfice attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B augmenté des dividendes sur les actions privilégiées de la société. Des informations complémentaires concernant le bénéfice attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B sont présentées à la note 5 des états financiers consolidés intermédiaires non audités.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

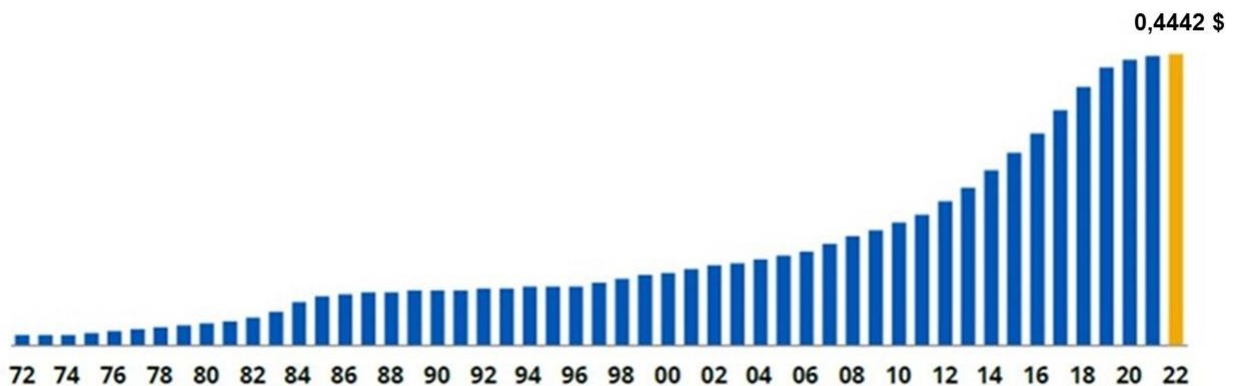
Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont chiffrés à 513 M\$ pour le deuxième trimestre de 2022, en hausse de 136 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2021. L'augmentation est principalement attribuable à la hausse des flux de trésorerie des entreprises de distribution d'électricité et de distribution de gaz naturel découlant des produits attribuables au recouvrement des hausses de tarifs reportées en 2021 et au calendrier de certains produits et charges des entreprises de services publics.

DIVIDENDES SUR LES ACTIONS ORDINAIRES

Les dividendes versés aux porteurs d'actions de catégorie A et de catégorie B ont totalisé 116 M\$ pour le deuxième trimestre de 2022, déduction faite du RRD de 5 M\$. Le 14 juillet 2022, le conseil d'administration a déclaré un dividende de 44,42 cents par action pour le troisième trimestre, soit 1,78 \$ par action sur une base annualisée. Nous aspirons à une croissance des dividendes arrimée à la croissance soutenue de nos résultats, laquelle est liée à l'augmentation de nos investissements dans nos entreprises de services publics réglementées et nos actifs visés par des contrats à long terme.

¹⁾ De plus amples informations concernant ces mesures non conformes aux PCGR sont données aux rubriques « Autres mesures financières et mesures non conformes aux PCGR » et « Rapprochement des investissements en capital et des dépenses en immobilisations » du présent rapport de gestion.

Taux de dividende trimestriel pour 1972 - 2022
(en dollars par action)



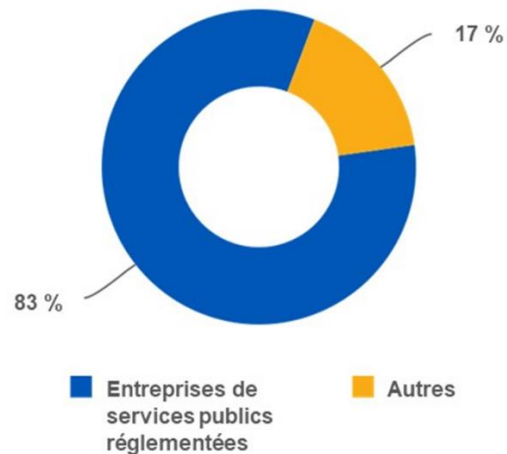
INVESTISSEMENTS EN CAPITAL ¹⁾ ET DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Les investissements en capital et les dépenses en immobilisations se sont chiffrés à 297 M\$ et à 294 M\$ pour le deuxième trimestre de 2022, en baisse de 133 M\$ et de 127 M\$ par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2021, en raison principalement de l'acquisition du pipeline Pioneer, en 2021, par l'entreprise de transport de gaz naturel. Cette baisse a été en partie compensée par l'accroissement des activités de construction dans le secteur Infrastructures énergétiques.

Les investissements en capital et les dépenses en immobilisations se sont chiffrés à 562 M\$ et à 557 M\$ pour le premier semestre de 2022, en baisse de 98 M\$ et de 89 M\$ par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2021, en raison principalement de l'acquisition du pipeline Pioneer et de l'achèvement de la construction du connecteur nord-ouest de Calgary, en 2021, par l'entreprise de transport de gaz naturel. Cette baisse a été en partie compensée par l'accroissement des activités de construction dans le secteur Infrastructures énergétiques.

Les dépenses en immobilisations liées aux entreprises de services publics réglementées ont représenté 83 pour cent du total du capital investi au premier semestre de 2022. Le solde de 17 pour cent est principalement attribuable à l'accroissement des activités de construction dans le secteur Infrastructures énergétiques, y compris les projets solaires d'Empress, de Barlow et de Deerfoot.

Investissements en capital pour le trimestre clos le 30 juin 2022



1) De plus amples informations concernant ces mesures non conformes aux PCGR sont données aux rubriques « Autres mesures financières et mesures non conformes aux PCGR » et « Rapprochement des investissements en capital et des dépenses en immobilisations » du présent rapport de gestion.

PERFORMANCE DES SECTEURS D'ACTIVITÉ



PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

Les produits des activités ordinaires des entreprises de services publics se sont chiffrés à 797 M\$ et à 1 761 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2022, soit une hausse de 109 M\$ et de 283 M\$ par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2021. La hausse des produits des activités ordinaires, surtout dans les entreprises de distribution d'électricité et de gaz naturel, découle de l'allègement tarifaire accordé aux clients en 2021 en raison de la pandémie mondiale de COVID-19 et, par la suite, de la décision de l'AUC de maximiser le recouvrement, en 2022, des produits différés en 2021. La hausse des produits des activités ordinaires s'explique aussi par l'augmentation des produits refacturés par les entreprises de distribution d'électricité et de gaz naturel.

RÉSULTAT AJUSTÉ

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2022	2021	Variation	2022	2021	Variation
Électricité						
Distribution d'électricité ¹⁾	40	37	3	87	79	8
Transport d'électricité ¹⁾	44	36	8	87	79	8
Activités liées à l'électricité à l'échelle internationale ¹⁾	11	9	2	22	14	8
Total – Électricité	95	82	13	196	172	24
Gaz naturel						
Distribution de gaz naturel ¹⁾	12	7	5	111	88	23
Transport de gaz naturel ¹⁾	23	21	2	46	40	6
Distribution de gaz naturel à l'échelle internationale ¹⁾	26	14	12	37	25	12
Total – Gaz naturel	61	42	19	194	153	41
Total – Entreprises de services publics ²⁾	156	124	32	390	325	65

1) De plus amples informations concernant ces mesures non conformes aux PCGR sont données aux rubriques « Autres mesures financières et mesures non conformes aux PCGR » et « Rapprochement du résultat ajusté et du bénéfice attribuable aux actionnaires de la société » du présent rapport de gestion.

2) De plus amples informations concernant ce total des mesures sectorielles sont données aux rubriques « Autres mesures financières et mesures non conformes aux PCGR » et « Rapprochement du résultat ajusté et du bénéfice attribuable aux actionnaires de la société » du présent rapport de gestion.

Le résultat ajusté des entreprises de services publics s'est établi à 156 M\$ et à 390 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2022, soit 32 M\$ et 65 M\$ de plus qu'aux périodes correspondantes de 2021. La hausse du résultat est principalement attribuable à l'effet de l'indexation du taux d'inflation sur la base de tarification sur l'entreprise de distribution de gaz naturel, au calendrier des charges d'exploitation, aux économies de coûts et à l'accroissement de la base de tarification. L'augmentation du résultat ajusté s'explique aussi 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.

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 des entreprises de distribution d'électricité s'est établi à 40 M\$ et à 87 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2022, en hausse de 3 M\$ et de 8 M\$ comparativement à celui des périodes correspondantes de 2021, principalement en raison des économies de coûts.

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 2022, le résultat ajusté de l'entreprise de transport d'électricité s'est établi à 44 M\$ et à 87 M\$, soit 8 M\$ de plus qu'aux périodes correspondantes de 2021. Le recul du résultat ajusté s'explique 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.

Activités liées à l'électricité à l'échelle internationale

Les activités liées à l'électricité à l'échelle internationale comprennent une participation de 50 pour cent dans LUMA Energy, une société constituée dans le but de transformer, de moderniser et d'exploiter le réseau de transport et de distribution d'électricité de 30 000 km de Porto Rico aux termes d'un contrat d'exploitation et d'entretien conclu avec le partenariat public-privé de Porto Rico (« P3A ») et la Puerto Rico Electric Power Authority (« PREPA »).

LUMA Energy a pris en charge les activités aux termes d'une convention complémentaire puisque la PREPA demeure en faillite. Cette convention a une durée maximale de 18 mois et permet à LUMA Energy de percevoir une redevance fixe annualisée équivalant à 115 M\$ US. Si la PREPA échappe à la faillite au cours de cette période, LUMA Energy passera à la première année du contrat d'exploitation et d'entretien.

Les activités liées à l'électricité à l'échelle internationale ont enregistré un résultat ajusté de 11 M\$ et de 22 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2022, en hausse de 2 M\$ et de 8 M\$ par rapport à celui des périodes correspondantes de 2021. L'augmentation du résultat ajusté est principalement attribuable aux activités poursuivies, comparativement aux travaux continus de transition au premier semestre de 2021.

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 des entreprises de distribution de gaz naturel s'est établi à 12 M\$ et à 111 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2022, en hausse de 5 M\$ et de 23 M\$ comparativement à celui des périodes correspondantes de 2021, principalement en raison du calendrier des charges d'exploitation en 2022 et 2021 et des économies de coûts.

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 23 M\$ et de 46 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2022, en hausse de 2 M\$ et de 6 M\$ par rapport à celui des périodes correspondantes de 2021. La hausse du résultat ajusté s'explique essentiellement par l'accroissement de la base de tarification, y compris l'acquisition du pipeline Pioneer qui a eu lieu en juin 2021.

Distribution de gaz naturel à l'échelle internationale

L'entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale est un fournisseur de services réglementés de distribution de gaz naturel en Australie-Occidentale qui dessert la grande région de Perth et les environs.

Le résultat ajusté des entreprises de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale s'est établi à 26 M\$ et à 37 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2022, en hausse de 12 M\$ comparativement à celui des périodes correspondantes de 2021, surtout en raison de l'effet de l'indexation du taux d'inflation sur la base de tarification.

L'incidence de l'inflation sur la base de tarification est ajoutée à la base de tarification chaque année et est reflétée dans les tarifs des clients des périodes ultérieures au moyen du recouvrement de la dotation aux amortissements. Les tarifs des clients sont rajustés chaque année par un mécanisme permettant d'ajuster les tarifs approuvés en dollars réels en fonction de l'inflation.

FAITS RÉCENTS D'ORDRE RÉGLEMENTAIRE CONCERNANT LES ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS

QUESTIONS COURANTES

Coût générique du capital (« CGC »)

Le 31 mars 2022, l'AUC a approuvé le maintien de la méthode actuelle d'établissement du rendement des capitaux propres (« RCP ») final selon un RCP de 8,5 pour cent et un ratio des capitaux propres de 37 pour cent pour 2023.

Le 29 juin 2022, l'AUC a établi un échéancier dans le but d'établir les paramètres du coût du capital et d'explorer une approche par formule visant à déterminer le RCP pour 2024 et pour les exercices de test suivants. Dans le cadre de ce processus, l'AUC a souligné le besoin d'établir les ratios de capitaux propres estimés pour la période de test de 2024 et des exercices futurs, si une formule est utilisée.

Troisième génération de réglementation fondée sur le rendement

Le 26 mai 2022, l'AUC a entamé un processus pour déterminer les paramètres d'une troisième génération de réglementation fondée sur le rendement (« RFR3 »). À la suite de la révision du coût des services pour une période d'un an en 2023, ce processus établira les taux pour les services publics de distribution pour la période de RFR à venir, qui commencera en 2024. Selon l'échéancier actuel, des éléments doivent être déposés auprès de l'AUC au premier trimestre de 2023, et une audience orale est prévue au deuxième trimestre de 2023.

Projet de loi 18 – *Utility Commodity Rebate Act*

Le 25 avril 2022, le gouvernement provincial a adopté le projet de loi 18, intitulé *Utility Commodity Rebate Act*, qui permet au gouvernement d'accorder aux Albertains des rabais sur l'électricité et le gaz. Cette nouvelle réglementation met en place un rabais de 50 \$ par mois pendant six mois à partir de juillet 2022, pour un total de 300 \$, pour la quasi-totalité des ménages et des entreprises. Un rabais sur le gaz naturel (administré par les détaillants) sera aussi mis en place si le coût réglementé du gaz naturel dépasse 6,50 \$ par gigajoule l'hiver prochain (du 1^{er} octobre 2022 au 31 mars 2023). Puisque ce rabais sera financé par le gouvernement, il n'aura aucun impact financier sur Canadian Utilities.

TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Demande d'introduction de procédure du personnel d'application de l'AUC en vertu des articles 8 et 63 de la loi intitulée *Alberta Utilities Commission Act*

Le 29 novembre 2021, la direction de la mise en application de l'AUC a déposé une demande auprès de l'AUC recommandant l'ouverture d'une procédure de mise en application. Une procédure a été entamée visant à déterminer si ATCO Electric Transmission a omis de se conformer aux décisions et aux décrets de l'AUC relevant de sa compétence, notamment en ce qui concerne un contrat à fournisseur unique pour le projet d'interconnexion de Jasper et les mesures prises jusqu'au dépôt de la demande de compte de report pour la période de 2018 à 2020, y compris la demande en question.

La direction de la mise en application de l'AUC et ATCO Electric Transmission ont entamé des discussions en vue d'arriver à un règlement en janvier 2022. Le 18 mars 2022, la direction de la mise en application de l'AUC et ATCO Electric Transmission ont conclu les discussions et informé l'AUC que les parties étaient parvenues à un règlement sur toutes les questions. Le 14 avril 2022, la direction de la mise en application de l'AUC et ATCO Electric Transmission ont déposé le règlement auprès de l'AUC, qui reflète une sanction administrative convenue de 31 M\$, un engagement à modifier la demande de compte de report en cours pour garantir que la base tarifaire supplémentaire estimée à 11 M\$ reste exclue des tarifs des clients, et la mise en œuvre de pratiques et politiques révisées. Le 29 juin 2022, l'AUC a rendu une décision approuvant le règlement dans son intégralité. Au quatrième trimestre de 2021 et au premier trimestre de 2022, la société a comptabilisé respectivement des coûts de 14 M\$ et de 27 M\$ (après impôt) liés à la procédure.

Demande générale de hausse tarifaire d'ATCO Electric Transmission pour les exercices 2023 à 2025

Le 19 mai 2022, ATCO Electric Transmission a déposé une demande générale de hausse tarifaire pour les exercices 2023, 2024 et 2025. La demande nécessite l'approbation de besoins en matière de produits des activités ordinaires de 675 M\$ pour 2023, de 685 M\$ pour 2024 et de 696 M\$ pour 2025 liés aux coûts d'exploitation et d'entretien et en matière de dépenses en immobilisations pendant les périodes de test. Elle nécessite aussi de nouveaux comptes de report ainsi que des changements à certains comptes de report existants.

DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL À L'ÉCHELLE INTERNATIONALE

Entente d'accès 6

ATCO Gas Australia a progressé dans le processus de demande d'entente d'accès à l'Economic Regulation Authority (« ERA ») pour la période du 1^{er} janvier 2025 au 31 décembre 2029. Elle va soumettre de façon formelle sa proposition d'entente d'accès à l'ERA d'ici le 1^{er} septembre 2023.

En vertu de l'entente d'accès en vigueur, ATCO Gas Australia utilise une méthode fondée sur un modèle de produits après impôt afin de déterminer les besoins en produits des activités ordinaires et les tarifs clients. Selon cette méthode, l'incidence de l'inflation sur la base de tarification est ajoutée à la base de tarification chaque année. L'incidence de l'inflation est reflétée dans les tarifs des clients des périodes ultérieures au moyen du recouvrement de la dotation aux amortissements. Les tarifs des clients sont rajustés chaque année par un mécanisme permettant d'ajuster les tarifs approuvés en dollars réels en fonction de l'inflation.



PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

Les produits des activités ordinaires des entreprises du secteur Infrastructures énergétiques, de 70 M\$ et de 151 M\$ au deuxième trimestre et au premier semestre de 2022, sont supérieurs de 31 M\$ et de 60 M\$ à ceux des périodes correspondantes de 2021, en raison surtout des prix plus élevés pour le gaz naturel à l'installation de stockage de gaz naturel de Carbon, en Alberta, et des produits supplémentaires générés par l'installation de stockage de gaz naturel du carrefour Alberta, acquise en décembre 2021.

RÉSULTAT AJUSTÉ

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2022	2021	Variation	2022	2021	Variation
Production d'électricité ^{1), 2)}	4	2	2	6	8	(2)
Stockage et infrastructures hydrauliques industrielles ^{1), 2)}	6	5	1	12	9	3
Total – Entreprises du secteur Infrastructures énergétiques ²⁾	10	7	3	18	17	1

1) Considéré comme des mesures financières non conformes aux PCGR.

2) De plus amples informations sont données aux rubriques « Autres mesures financières et mesures non conformes aux PCGR » et « Rapprochement du résultat ajusté et du bénéfice attribuable aux actionnaires de la société » du présent rapport de gestion.

Le résultat ajusté tiré des entreprises du secteur Infrastructures énergétiques, qui s'est chiffré à 10 M\$ et à 18 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2022, était de 3 M\$ et de 1 M\$ supérieur à celui des périodes correspondantes de 2021, en raison principalement du résultat provenant de l'installation de stockage de gaz naturel du carrefour Alberta, acquise en décembre 2021, et d'une indemnisation d'assurance en lien avec l'installation de Karratha en Australie.

Les paragraphes qui suivent fournissent des informations plus détaillées sur les activités et les résultats financiers des entreprises du secteur Infrastructures énergétiques.

Production d'électricité

Les activités des entreprises d'électricité à tarifs non réglementés comprennent la production d'électricité provenant de centrales solaires et de centrales alimentées à l'hydroélectricité et au gaz naturel dans l'Ouest canadien, en Australie, au Mexique et au Chili, et assurent le transport non réglementé d'électricité en Alberta.

Pour le deuxième trimestre de 2022, le résultat ajusté de l'entreprise de production d'électricité s'est chiffré à 4 M\$, soit une hausse de 2 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2021. L'augmentation du résultat ajusté au deuxième trimestre s'explique essentiellement par une indemnisation d'assurance en lien avec l'installation de Karratha en Australie et par l'augmentation du prix de l'électricité produite à la centrale hydroélectrique d'Old Man River.

Pour le premier semestre de 2022, le résultat ajusté de l'entreprise de production d'électricité s'est chiffré à 6 M\$, soit une baisse de 2 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2021, en raison surtout du recouvrement des coûts d'expansion des affaires en 2021, contrebalancé en partie par l'indemnisation d'assurance en lien avec l'installation de Karratha en Australie et par l'augmentation du prix de l'électricité produite à la centrale hydroélectrique d'Old Man River.

Stockage et infrastructures hydrauliques industrielles

L'entreprise de stockage et d'infrastructures hydrauliques industrielles offre des services non réglementés de stockage et de transport de gaz naturel, des services de stockage de liquides de gaz naturel et des services d'infrastructures hydrauliques industrielles en Alberta et dans les Territoires du Nord-Ouest.

Le résultat ajusté tiré de l'entreprise de stockage et d'infrastructures hydrauliques industrielles, qui s'est chiffré à 6 M\$ et à 12 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2022, était de 1 M\$ et de 3 M\$ supérieur à celui des périodes correspondantes de 2021, en raison principalement du résultat provenant de l'installation de stockage de gaz naturel du carrefour Alberta, acquise en décembre 2021.

FAITS RÉCENTS CONCERNANT LE SECTEUR INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES

Collaboration entre Canadian Utilities et Chemin de fer Canadien Pacifique pour un projet de locomotives à hydrogène

En mai 2022, Canadian Utilities a annoncé une entente avec Chemin de fer Canadien Pacifique (« CP ») visant la prestation de services d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction pour deux installations de production d'hydrogène et de ravitaillement en hydrogène à Calgary et à Edmonton. Les stations de ravitaillement seront essentielles pour faire des locomotives à hydrogène à zéro émission une réalité dans le cadre de l'engagement de CP à rendre ses activités durables et responsables. La construction de ces installations fera progresser le programme innovateur de locomotives à hydrogène de CP, qui a pour objectif de construire sa première locomotive de ligne à hydrogène.

La construction des installations devrait commencer plus tard en 2022, et la production d'hydrogène ainsi que la livraison d'hydrogène aux locomotives devraient débuter en 2023.



Le secteur Siège social et autres activités de Canadian Utilities comprend l'entreprise Rûmi, Blue Flame Kitchen et les activités de vente au détail d'énergie exercées par l'entremise d'ATCOenergy, qui fournit des articles pour la maison, des services d'entretien et des services-conseils pour les propriétaires d'habitations ainsi que des services liés à l'électricité et au gaz naturel aux clients de détail en Alberta. Le secteur Siège social et autres activités comprend aussi le siège social mondial, à Calgary, au Canada, le siège social à Perth, en Australie, et le siège social à Mexico, au Mexique. Le secteur Siège social et autres activités de Canadian Utilities comprend les charges au titre des dividendes sur les actions privilégiées et de la dette de CU Inc. et de Canadian Utilities.

RÉSULTAT AJUSTÉ

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2022	2021	Variation	2022	2021	Variation
Siège social et autres activités de Canadian Utilities ¹⁾	(30)	(16)	(14)	(53)	(36)	(17)

1) De plus amples informations sont données aux rubriques « Autres mesures financières et mesures non conformes aux PCGR » et « Rapprochement du résultat ajusté et du bénéfice attribuable aux actionnaires de la société » du présent rapport de gestion.

En tenant compte des éliminations intersectorielles, le résultat ajusté du secteur Siège social et autres activités de Canadian Utilities au deuxième trimestre et au premier semestre de 2022 a été de 14 M\$ et de 17 M\$ inférieur à celui des périodes correspondantes de 2021, en raison principalement de l'augmentation des coûts de financement découlant de la nouvelle émission d'actions privilégiées en décembre 2021 et du calendrier de certaines dépenses, en partie contrebalancée par la hausse du résultat d'ATCOenergy en raison de la croissance du nombre de clients.

DURABILITÉ, CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Au sein du groupe ATCO (y compris Canadian Utilities), 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 faisons preuve d'inclusion dans notre façon de répondre aux besoins de la société d'aujourd'hui et des générations futures tout en assurant de façon constante et en toute sécurité des services fiables et abordables.

Les paragraphes qui suivent décrivent les engagements pris par ATCO, la société mère de Canadian Utilities. Canadian Utilities appuie les engagements pris par ATCO et jouera un rôle primordial dans l'atteinte des cibles ESG établies par ATCO.

Rapport sur la durabilité et cibles ESG

Le rapport sur la durabilité de 2021 d'ATCO 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, préparation et réaction aux urgences ainsi que la résilience de la chaîne d'approvisionnement et la responsabilité à ce titre;
- Personnes – diversité, équité et inclusion, ainsi que la santé et la sécurité au travail et la santé et la sécurité du public;
- 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.

En janvier 2022, ATCO a annoncé son engagement à atteindre la carboneutralité d'ici 2050 ainsi qu'un ensemble initial de cibles ESG pour 2030. Le conseil d'administration d'ATCO reconnaît et appuie entièrement l'engagement à l'égard de la carboneutralité et les cibles de 2030, et convient que ces engagements et cibles s'harmonisent avec notre orientation stratégique. Le rapport sur la durabilité de 2021 présente des renseignements plus détaillés et les progrès réalisés en regard de ces cibles. L'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050 est un enjeu sociétal qu'aucune personne, aucune entreprise ou aucun gouvernement ne peut relever seul. Cela nécessitera une collaboration sans précédent entre tous les intervenants, ainsi qu'une feuille de route éclairée, pragmatique et abordable des décideurs pour réunir, à un rythme soutenu, les investissements et l'expertise nécessaires du secteur privé.

Le rapport sur la durabilité tient compte des normes internationales Global Reporting Initiative (« GRI »). Le rapport tient aussi compte des recommandations du Sustainability Accounting Standards Board (« SASB ») et du Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques (« GIFCC ») du Conseil de stabilité financière.

Le rapport sur la durabilité de 2021, des données sur les critères ESG, des renseignements sur la gouvernance d'entreprise, l'évaluation de nos enjeux importants et d'autres informations sont disponibles sur notre site Web, à l'adresse www.canadianutilities.com.

Changements climatiques et transition énergétique

Pour contribuer à un avenir carboneutre, nous poursuivons nos initiatives visant à intégrer des combustibles moins polluants, des énergies renouvelables et le stockage d'énergie. Il s'agit notamment de trouver des façons de moderniser notre infrastructure énergétique afin de tenir compte de sources d'énergie nouvelles et novatrices, ainsi que des façons de mieux utiliser l'énergie. Nous décarbonisons nos activités et permettons à nos clients de faire la transition vers des sources d'énergie à faibles émissions, tout en maintenant la sécurité, la fiabilité et l'abordabilité.

MISE À JOUR SUR LES POLITIQUES ET LA RÉGLEMENTATION

Nous collaborons activement et de façon constructive avec tous les paliers de gouvernement pour préconiser l'adoption de politiques et de règlements habilitants et cerner les obstacles à la décarbonisation rentable à l'échelle de l'économie. Nous prenons part à de nombreuses discussions portant notamment sur les sujets ci-après, qui illustrent ce sur quoi nous concentrons nos efforts.

Plan de réduction des émissions (« PRÉ ») pour 2030 du gouvernement du Canada

À la suite de la publication du Plan de réduction des émissions pour 2030, Ressources naturelles Canada a mis en place des tables rondes d'un océan à l'autre pour recueillir les avis sur le sujet. Les principaux objectifs du PRÉ comprennent : l'élaboration de normes sur l'électricité propre afin d'atteindre un système d'électricité à zéro émission nette d'ici 2035, une réduction de 42 pour cent des émissions de GES provenant des secteurs pétrolier et gazier par rapport aux émissions de 2019, une diminution de 72 pour cent des émissions de méthane par rapport à 2012, une obligation de vente pour veiller à ce qu'au moins 20 pour cent des nouveaux véhicules légers vendus soit des véhicules zéro émission d'ici 2026, au moins 60 pour cent d'ici 2030 et 100 pour cent d'ici 2035 et une réduction de 32 pour cent des émissions de GES provenant des industries lourdes par rapport à 2019.

Budget fédéral du gouvernement du Canada 2022 et crédit d'impôt à l'investissement (« CII »)

Le budget fédéral du Canada 2022 a instauré un crédit d'impôt remboursable à l'investissement pour le captage, l'utilisation et le stockage du carbone (« CUSC »). Pour les années 2022 à 2030, le CII pour CUSC est de 60 pour cent pour les investissements en équipements de captage de carbone dans l'air, de 50 pour cent pour les investissements en captage et en stockage de carbone et de 37,5 pour cent pour les investissements en équipements de stockage, de transport et d'utilisation.

Règlement sur les combustibles propres (« RCP ») du gouvernement du Canada

Le RCP a été publié dans la Gazette du Canada – Partie II le 6 juillet 2022, et les exigences de réduction entreront en vigueur le 1^{er} juillet 2023. Le RCP exigera que les fournisseurs d'essence et de diesel diminuent leur intensité en carbone d'environ 13 pour cent d'ici 2030 et permettra d'obtenir des crédits grâce à la production de combustibles propres et à la conversion des combustibles.

Règlement Technology, Innovation and Emissions Reduction (« TIER ») du gouvernement de l'Alberta

Le gouvernement albertain a entamé des discussions avec le secteur afin d'apporter des améliorations à la réglementation TIER. En Alberta, la réglementation TIER est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2020 pour répondre aux exigences de rigueur du gouvernement du Canada concernant la tarification des émissions de carbone. Cette révision et la participation des entreprises permettront à la réglementation TIER de continuer à répondre aux exigences de rigueur du gouvernement fédéral pour les sources d'émissions qu'il couvre.

Projet de loi 22 Electricity Statutes (Modernizing Alberta's Electricity Grid) Amendment Act, 2022 du gouvernement de l'Alberta

Le projet de loi 22, qui a obtenu la sanction royale le 31 mai 2022, permet l'intégration du stockage d'énergie (batteries) au sein du système électrique interconnecté de l'Alberta et comprendra l'élaboration de nouvelles réglementations sur le transport.

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 2022 et de 2021. 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.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2022	2021	Variation	2022	2021	Variation
Charges d'exploitation	500	480	20	1 068	961	107
Dotation aux amortissements et pertes de valeur	156	208	(52)	313	362	(49)
Résultat tiré de la participation dans des coentreprises	15	5	10	33	18	15
Charges financières, montant net	92	96	(4)	189	193	(4)
Charge d'impôt	47	5	42	124	50	74

CHARGES D'EXPLOITATION

Les charges d'exploitation, qui s'entendent du total des frais et des charges après déduction de la dotation aux amortissements et des pertes de valeur, ont augmenté de 20 M\$ et de 107 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2022, comparativement à celles des périodes correspondantes de 2021. La hausse des charges d'exploitation est essentiellement attribuable à l'augmentation des frais refacturés par les entreprises de services publics en Alberta, à la hausse des coûts du combustible dans le secteur Infrastructures énergétiques, aux coûts liés à la procédure de mise en application de l'AU dans l'entreprise de transport d'électricité ainsi qu'à la hausse des prix du gaz naturel à l'installation de stockage de gaz naturel du secteur Infrastructures énergétiques située à Carbon, en Alberta.

DOTATION AUX AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR

La dotation aux amortissements et pertes de valeur a diminué de 52 M\$ et de 49 M\$ au deuxième trimestre et au premier semestre de 2022 par rapport aux mêmes périodes en 2021, principalement en raison de la perte de valeur d'actifs du secteur Infrastructures énergétiques dans le cadre du processus de réévaluation continue de notre portefeuille de placements au deuxième trimestre de 2022, en partie contrebalancée par l'acquisition du pipeline Pioneer par l'entreprise de transport de gaz naturel, en juin 2021, et par et des investissements en capital en cours dans les entreprises réglementées.

RÉSULTAT TIRÉ DE LA PARTICIPATION DANS DES COENTREPRISES

Le résultat tiré de la participation dans des coentreprises se compose principalement des participations de Canadian Utilities dans des centrales électriques, dans les activités liées à l'électricité de Northland Utilities Enterprises (« NUE ») dans les Territoires du Nord-Ouest, dans les activités d'exploitation et d'entretien de LUMA Energy à Porto Rico et dans Strathcona Storage Limited Partnership, qui exploite des installations de stockage d'hydrocarbures au carrefour énergétique du centre industriel ATCO situé près de Fort Saskatchewan, en Alberta.

Le résultat tiré de la participation dans des coentreprises a augmenté de 10 M\$ et de 15 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2022 comparativement à celui des périodes correspondantes de 2021. La hausse du résultat au deuxième trimestre de 2022 s'explique par les activités poursuivies à LUMA Energy comparativement aux travaux de transition continus au deuxième trimestre de 2021 et par l'inclusion du bénéfice de NUE en tant que participation dans une coentreprise, à la suite de la conclusion d'une convention d'achat d'actions le 31 mars 2022.

CHARGES FINANCIÈRES, MONTANT NET

Le montant net des charges financières a diminué de 4 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2022, en raison surtout des produits d'intérêts plus élevés sur les placements en trésorerie.

CHARGE D'IMPÔT

L'impôt sur le résultat a augmenté de 42 M\$ et de 74 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2022 par rapport à celui des périodes correspondantes de 2021 en raison surtout de la hausse du bénéfice établi selon les IFRS et des éléments non déductibles.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Notre situation financière est soutenue par nos entreprises de services publics à tarifs réglementés et nos entreprises d'infrastructures énergétiques structurées pour être hautement réglementées et exploitées dans le cadre de contrats à long terme. 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.

Nous jugeons qu'il est prudent de conserver des liquidités suffisantes pour financer les besoins en trésorerie d'environ un exercice afin de maintenir une grande souplesse financière. 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

	DBRS	S&P	Fitch
Canadian Utilities Limited			
Émetteur	A	BBB+	A-
Titres de créance non garantis de premier rang	A	BBB	A-
Billets de trésorerie	R-1 (faible)	A-1 (faible)	F2
Actions privilégiées	PFD-2 (élevée)	P-2 (faible)	BBB
CU Inc.			
Émetteur	A (élevée)	A-	A-
Titres de créance non garantis de premier rang	A (élevée)	A-	A
Billets de trésorerie	R-1 (faible)	A-1 (faible)	F2
Actions privilégiées	PFD-2 (élevée)	P-2	BBB+
ATCO Gas Australia Pty Ltd.¹⁾			
Émetteur et titres de créance non garantis de premier rang	S. O.	BBB+	S. O.

1) ATCO Gas Australia Pty Ltd. est un fournisseur réglementé de services de distribution de gaz naturel en Australie-Occidentale qui dessert la grande région de Perth et les environs.

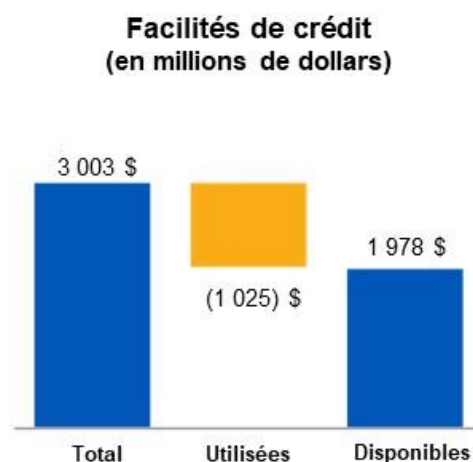
FACILITÉS DE CRÉDIT

Au 30 juin 2022, Canadian Utilities et ses filiales disposaient des facilités de crédit suivantes :

(en millions de dollars)	Total	Utilisé	Disponible
Facilités engagées à long terme	2 450	845	1 605
Facilités non engagées	553	180	373
Total	3 003	1 025	1 978

Des facilités de crédit totales de 3 003 M\$, une tranche de 553 M\$ a trait à des facilités de crédit non engagées pour lesquelles aucune date d'échéance n'est fixée. Le solde de 2 450 M\$ a trait à des facilités de crédit engagées dont les dates d'échéance s'échelonnent entre 2023 et 2026, et pourraient être prorogées au gré des prêteurs.

Une tranche de 610 M\$ du montant de 1 025 M\$ prélevé sur les facilités de crédit se rapporte à ATCO Gas Australia Pty Ltd. Les facilités de crédit engagées à long terme servent à répondre à tous les besoins d'ATCO Gas Australia Pty Ltd. en matière de financement par emprunt. La majeure partie du solde résiduel est destiné à l'émission de lettres de crédit.



FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Au 30 juin 2022, la société détenait un montant de 1 096 M\$ en trésorerie, en hausse de 346 M\$ par rapport à celui au 31 décembre 2021, en raison principalement des émissions de titres de créance de Canadian Utilities Limited au deuxième trimestre de 2022, des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation au cours du premier semestre de 2022 et de la clôture d'une transaction visant le transfert, à NGTL, d'un tronçon de 30 km du pipeline Pioneer, facteurs en partie contrebalancés par les flux de trésorerie affectés au financement du programme d'investissement en capital, au versement des dividendes et aux remboursements du capital et des intérêts sur la dette.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont chiffrés à 513 M\$ et à 1 152 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2022, en hausse de 136 M\$ et de 264 M\$ par rapport à celui des périodes correspondantes de 2021. Ces hausses s'expliquent essentiellement par l'augmentation des flux de trésorerie découlant du recouvrement des hausses tarifaires reportées en 2021, du calendrier de certains produits et charges pour les entreprises de services publics et des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation.

Flux de trésorerie affectés aux investissements en capital ¹⁾ et aux dépenses en immobilisations

Les investissements en capital et les dépenses en immobilisations se sont chiffrés à 297 M\$ et à 294 M\$ pour le deuxième trimestre de 2022, en baisse de 133 M\$ et de 127 M\$ par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2021, en raison principalement de l'acquisition du pipeline Pioneer, en 2021, par l'entreprise de transport de gaz naturel. Cette baisse a été en partie compensée par l'accroissement des activités de construction dans le secteur Infrastructures énergétiques.

Les investissements en capital et les dépenses en immobilisations se sont chiffrés à 562 M\$ et à 557 M\$ pour le premier semestre de 2022, en baisse de 98 M\$ et de 89 M\$ par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2021, en raison principalement de l'acquisition du pipeline Pioneer et de l'achèvement de la construction du connecteur nord-ouest de Calgary, en 2021, par l'entreprise de transport de gaz naturel. Cette baisse a été en partie compensée par l'accroissement des activités de construction dans le secteur Infrastructures énergétiques.

¹⁾ De plus amples informations concernant ces mesures non conformes aux PCGR sont données aux rubriques « Autres mesures financières et mesures non conformes aux PCGR » et « Rapprochement des investissements en capital et des dépenses en immobilisations » du présent rapport de gestion.

Le tableau suivant présente les investissements en capital les dépenses en immobilisations pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2022 et de 2021.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2022	2021	Variation	2022	2021	Variation
Entreprises de services publics						
Électricité	110	86	24	231	174	57
Gaz naturel	133	326	(193)	229	458	(229)
	243	412	(169)	460	632	(172)
Infrastructures énergétiques	49	6	43	92	9	83
Siège social et autres activités de CU	2	3	(1)	5	5	—
Total des dépenses en immobilisations pour Canadian Utilities ^{1), 2)}	294	421	(127)	557	646	(89)
Dépenses en immobilisations dans des coentreprises						
Entreprises de services publics						
Électricité	1	—	1	2	—	2
Infrastructures énergétiques	2	9	(7)	3	14	(11)
Total des investissements en capital pour Canadian Utilities ³⁾	297	430	(133)	562	660	(98)

1) Compte tenu des entrées d'immobilisations corporelles et incorporelles et des intérêts incorporés au coût de l'actif pendant la construction de 3 M\$ et de 5 M\$ (3 M\$ et 6 M\$ en 2021) pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2022.

2) Comprend des dépenses en immobilisations de 63 M\$ et de 108 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2022 (51 M\$ et 107 M\$ en 2021), principalement dans les services publics, qui ont été financés grâce aux apports de clients.

3) De plus amples informations concernant ces mesures non conformes aux PCGR sont données aux rubriques « Autres mesures financières et mesures non conformes aux PCGR » et « Rapprochement des investissements en capital et des dépenses en immobilisations » du présent rapport de gestion.

Prospectus préalable de base – Débentures 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 26 juillet 2022, le total des émissions de débentures s'élevait à 610 M\$.

Émissions de titres de créance

Le 3 juin 2022, Canadian Utilities Limited a émis des débentures de 30 ans à 4,851 pour cent d'un montant de 250 M\$. Le produit de cette émission servira à rembourser des dettes existantes et à d'autres fins générales.

Remboursements de débentures

Le 1^{er} avril 2022, CU Inc., filiale de Canadian Utilities, a remboursé des débentures à 9,92 pour cent d'un montant de 125 M\$.

Actions privilégiées

Le 24 mai 2022, Canadian Utilities a rajusté le taux de dividende trimestriel des actions privilégiées de série Y pour la période de cinq ans allant du 1^{er} juin 2022 au 31 mai 2027, inclusivement. Les dividendes fixes sont versés selon un taux de dividende annuel de 5,20 pour cent au moment où ils sont déclarés par le conseil d'administration de Canadian Utilities.

Dividendes et actions ordinaires

Depuis 1972, nous avons augmenté le dividende sur nos actions ordinaires tous les ans, soit un historique de 50 ans. Les dividendes versés aux porteurs d'actions de catégorie A et de catégorie B ont totalisé 116 M\$, déduction faite du RRD, pour le deuxième trimestre de 2022 et de 232 M\$ pour le premier semestre de 2022.

Le 14 juillet 2022, le conseil d'administration a déclaré un dividende de 44,42 cents par action pour le troisième trimestre. Les dividendes sont versés au gré du conseil d'administration, en fonction de notre situation financière et d'autres facteurs.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Nous croyons que le cours de nos actions de catégorie A peut, à l'occasion, ne pas refléter pleinement la valeur de notre entreprise, et que le rachat d'actions de catégorie A représente une utilisation souhaitable de nos fonds disponibles. Le rachat d'actions de catégorie A, à des prix appropriés, aidera aussi à réduire la dilution résultant de l'exercice d'options sur actions.

Le 29 juillet 2021, nous avons lancé une offre publique de rachat dans le cours normal des activités afin de racheter un maximum de 3 930 623 actions de catégorie A en circulation. Cette offre prendra fin le 28 juillet 2022. Aucune action n'a été rachetée jusqu'à maintenant.

Régime de réinvestissement des dividendes (« RRD »)

Le 13 janvier 2022, la société a rétabli son régime de réinvestissement des dividendes (« RRD ») à l'intention des porteurs d'actions de catégorie A sans droit de vote et d'actions ordinaires de catégorie B admissibles qui participent au régime. Le RRD avait été suspendu le 10 janvier 2019.

Au cours du deuxième trimestre de 2022, Canadian Utilities a émis 111 958 actions de catégorie A aux termes du RRD, par suite du réinvestissement de dividendes de 5 M\$.

Au cours du premier semestre de 2022, Canadian Utilities a émis 210 872 actions de catégorie A aux termes du RRD, par suite du réinvestissement de dividendes de 8 M\$.

CAPITAL-ACTIONS

Les actions de Canadian Utilities se composent d'actions de catégorie A et de catégorie B.

Au 26 juillet 2022, 197 678 407 actions de catégorie A et 71 902 229 actions de catégorie B de la société étaient en circulation, et des options visant l'achat de 1 484 100 actions de catégorie A de la société étaient en cours.

ACTIONS DE CATÉGORIE A SANS DROIT DE VOTE ET ACTIONS ORDINAIRES DE CATÉGORIE B

Les porteurs d'actions de catégorie A et de catégorie B sont en droit de se partager également, sur une base par action, tous les dividendes déclarés par la société relatifs à ces catégories d'actions ainsi que l'actif résiduel de la société au moment de sa dissolution. Les porteurs d'actions de catégorie B sont en droit de voter et d'échanger en tout temps chaque action qu'ils détiennent contre une action de catégorie A.

Advenant une offre publique d'achat (« OPA ») des actions de catégorie B qui ferait en sorte que l'initiateur détiendrait plus de 50 pour cent des actions de catégorie B en circulation (exclusion faite des actions de catégorie B acquises à la conversion des actions de catégorie A, le cas échéant), les porteurs d'actions de catégorie A seraient en droit, pour la durée de l'OPA, d'échanger leurs actions de catégorie A contre des actions de catégorie B et de remettre ces nouvelles actions de catégorie B dans le cadre de l'OPA. Le droit d'échanger et de remettre des actions est assujéti à l'exécution de l'offre publique d'achat.

De plus, les porteurs d'actions de catégorie A sont en droit d'échanger leurs actions contre des actions de catégorie B si ATCO Ltd., l'actionnaire contrôlant de la société, cesse de détenir ou de contrôler, directement ou indirectement, plus de 10 000 000 des actions de catégorie B émises et en circulation. Dans tous les cas, chaque action de catégorie A est échangeable contre une action de catégorie B, sous réserve d'une modification du ratio d'échange dans certaines situations, comme un fractionnement d'actions ou une émission de droits de souscription d'actions.

Des 12 800 000 actions de catégorie A pouvant être émises à l'exercice d'options dans le cadre du régime d'options sur actions de la société, 11 296 700 actions de catégorie A pouvaient être émises au 30 juin 2022. Les options peuvent être attribuées aux dirigeants et aux employés clés de la société et de ses filiales à un prix d'exercice égal à la moyenne pondérée du cours des actions à la Bourse de Toronto pendant les cinq jours ouvrables précédant immédiatement la date d'attribution. Les modalités d'acquisition des droits ainsi que la période d'exercice (qui ne peut dépasser 10 ans) sont déterminées au moment de l'attribution.

INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

Le tableau suivant présente les informations financières des huit trimestres clos du 30 septembre 2020 au 30 juin 2022.

(en millions de dollars, sauf les données par action)	T3 2021	T4 2021	T1 2022	T2 2022
Produits des activités ordinaires	790	1 028	1 110	933
Bénéfice attribuable aux actionnaires de la société	71	176	227	151
Bénéfice attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B	55	160	209	134
Résultat par action de catégorie A et de catégorie B (en dollars)	0,20	0,59	0,78	0,50
Résultat dilué par action de catégorie A et de catégorie B (en dollars)	0,20	0,59	0,78	0,50
Résultat ajusté par action de catégorie A et de catégorie B (en dollars)	0,33	0,71	0,81	0,51
Résultat ajusté				
Entreprises de services publics ¹⁾	104	206	234	156
Infrastructures énergétiques	7	4	8	10
Siège social et autres activités et éliminations intersectorielles	(23)	(18)	(23)	(30)
Total du résultat ajusté ¹⁾	88	192	219	136

(en millions de dollars, sauf les données par action)	T3 2020	T4 2020	T1 2021	T2 2021
Produits des activités ordinaires	727	881	907	790
Bénéfice attribuable aux actionnaires de la société	91	104	141	5
Bénéfice (perte) attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B	74	87	124	(11)
Résultat par action de catégorie A et de catégorie B (en dollars)	0,27	0,32	0,46	(0,04)
Résultat dilué par action de catégorie A et de catégorie B (en dollars)	0,27	0,32	0,46	(0,04)
Résultat ajusté par action de catégorie A et de catégorie B (en dollars)	0,28	0,68	0,70	0,43
Résultat ajusté				
Entreprises de services publics ¹⁾	89	195	201	124
Infrastructures énergétiques	7	12	10	7
Siège social et autres activités et éliminations intersectorielles	(20)	(21)	(20)	(16)
Total du résultat ajusté ¹⁾	76	186	191	115

1) De plus amples informations concernant ce total des mesures sectorielles sont données aux rubriques « Autres mesures financières et mesures non conformes aux PCGR » et « Rapprochement du résultat ajusté et du bénéfice attribuable aux actionnaires de la société » 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 du deuxième et du troisième trimestre de chaque exercice a été affecté par la demande saisonnière plus faible pour l'entreprise de distribution de gaz naturel. Le résultat ajusté du quatrième trimestre de 2021 a été plus élevé que celui de la période correspondante de 2020 en raison essentiellement de l'accroissement du bénéfice des activités liées à l'électricité à l'échelle internationale, ainsi que de l'indexation du taux d'inflation sur la base de tarification en Australie, qui a eu une incidence positive sur le résultat de l'entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale. L'augmentation du bénéfice a été en partie contrebalancée par le calendrier des charges d'exploitation des entreprises de services publics et par les coûts liés à l'achat de l'installation de stockage de gaz naturel du carrefour Alberta, les coûts d'aménagement de projets, les recouvrements non récurrents en 2020 ainsi que par le repli de la demande de services de stockage de gaz naturel dans le secteur Infrastructures énergétiques.

Le résultat ajusté au premier trimestre de 2022 a été supérieur à celui de la période correspondante de 2021, en raison essentiellement du calendrier des charges d'exploitation de l'entreprise de distribution de gaz naturel, et du bénéfice des activités liées à l'électricité à l'échelle internationale.

L'augmentation du résultat ajusté au deuxième trimestre de 2022 par rapport à la même période en 2021 s'explique essentiellement par l'indexation du taux d'inflation sur la base de tarification en Australie, ce qui a contribué au bénéfice de l'entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale, 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 pour l'entreprise de transport d'électricité et par le calendrier des charges d'exploitation de l'entreprise de distribution de gaz naturel.

BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE LA SOCIÉTÉ

Le bénéfice attribuable aux actionnaires de la société tient compte des ajustements temporels liés aux activités à tarifs réglementés et des profits ou des pertes latents sur les contrats à terme et les swaps sur marchandises évalués à la valeur de marché. Il reflète également les profits et les pertes non récurrents, les pertes de valeur 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 :

- La résiliation anticipée des accords-cadres de services pour les services gérés de TI
 - Au quatrième trimestre de 2020 et au premier trimestre de 2021, la société a conclu des accords-cadres de services avec IBM Canada Ltd. (remplacée ultérieurement par Kyndryl Canada Ltd.) et IBM Australia Limited (« IBM »), respectivement, pour la prestation de services gérés de TI. Ces services étaient auparavant fournis par Wipro Ltd. (« 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 55 M\$ et de 4 M\$ (après impôt) au quatrième trimestre de 2020 et au premier trimestre de 2021, respectivement, qui correspondent à la meilleure estimation par la direction des coûts pour mettre fin à l'accord-cadre de services avec Wipro.
 - La transition des services gérés de TI pour passer de Wipro à IBM a commencé le 1^{er} février 2021 et était achevée au 31 décembre 2021. En 2021, la société a comptabilisé des frais de transition de 42 M\$ (après impôt).
- Au deuxième trimestre de 2021, des pertes de valeur et autres coûts de 65 M\$ (après impôt), lesquels n'ont pas été engagés dans le cours normal des activités, ont été comptabilisés. La société a engagé une tranche de 54 M\$ de ces coûts au Mexique en lien principalement avec l'installation hydroélectrique de Veracruz du secteur Infrastructures énergétiques. La charge reflétait une décision d'arbitrage défavorable, des modifications apportées à la réglementation du marché, l'incertitude politique persistante et le contexte d'exploitation difficile, qui ont entraîné une dépréciation de la valeur comptable des actifs. Les autres coûts comptabilisés étaient négligeables pris individuellement.
- Pour le quatrième trimestre de 2021, la société a comptabilisé un résultat de 17 M\$ (après impôt) à la suite de la conclusion de sa participation à un projet international.
- Procédure de mise en application de l'AUC
 - Le 14 avril 2022, la direction de la mise en application de l'AUC et ATCO Electric Transmission ont déposé un règlement auprès de l'AUC concernant un contrat à fournisseur unique pour le projet d'interconnexion de Jasper. Le 29 juin 2022, l'AUC a rendu une décision approuvant le règlement dans son intégralité. Au quatrième trimestre de 2021 et au premier trimestre de 2022, la société a comptabilisé respectivement des coûts de 14 M\$ et de 27 M\$ (après impôt) liés à la procédure.
- Norme de vaccination contre la COVID-19 en milieu de travail
 - Afin de protéger la santé et la sécurité des employés, des partenaires d'affaires, des clients et des collectivités, la société a exigé que ses employés, sous réserve de certaines exemptions, soient vaccinés contre la COVID-19 à compter du 1^{er} janvier 2022. Les employés qui n'ont pas fourni de preuve de vaccination ou qui n'avaient pas d'exemption approuvée ont reçu une indemnité de départ. Au cours du semestre clos le 30 juin 2022, la société a engagé des indemnités de départ et des coûts connexes de 8 M\$ (après impôt) relativement à la norme de vaccination contre la COVID-19 en milieu de travail.
- Profit sur la vente d'une participation dans une filiale de la société
 - Le 31 mars 2022, la société et Denendeh Investments Incorporated (DII) ont conclu une convention d'achat d'actions afin d'augmenter la participation de DII dans Northland Utilities Enterprises Ltd. (NUE) pour la faire passer de 14 pour cent à 50 pour cent. La transaction a donné lieu à un profit sur la vente de 5 M\$ (après impôt). Avec prise d'effet le 31 mars 2022, la société ne consolide plus NUE à titre de filiale contrôlée et comptabilise plutôt sa participation dans NUE à titre de participation dans une coentreprise selon la méthode de la mise en équivalence.

AUTRES MESURES FINANCIÈRES ET MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Les autres mesures financières présentées dans le présent rapport de gestion se composent de ce qui suit :

1. le résultat ajusté, qui constitue une mesure clé du résultat sectoriel qui permet d'évaluer la performance sectorielle et d'affecter les ressources;
2. le total des mesures sectorielles, qui s'entend d'une mesure financière présentée par un émetteur qui correspond au sous-total ou au total d'au moins deux secteurs à présenter d'une entité.

Le résultat ajusté s'entend du bénéfice attribuable aux actionnaires de la société, après ajustement au titre du calendrier des produits des activités ordinaires et des charges associés aux activités à tarifs réglementés, des dividendes sur les actions privilégiées de la société et des profits ou des pertes latents sur les contrats à terme et les swaps sur marchandises évalués à la valeur de marché. 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 IFRS, à savoir les PCGR des États-Unis pour les activités à tarifs réglementés. Le résultat ajusté est présenté à la note 3 des états financiers consolidés intermédiaires non audités. Le résultat ajusté par action de catégorie A et de catégorie B correspond au résultat ajusté divisé par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation pour la période.

Le résultat ajusté est la mesure financière la plus directement comparable au bénéfice attribuable aux actionnaires de la société, 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 similaires présentées par d'autres émetteurs. La direction est d'avis que le résultat ajusté permet une analyse plus efficace du rendement et des tendances opérationnels. 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 attribuable aux actionnaires de la société figure dans le présent rapport de gestion.

Le total des mesures sectorielles est la mesure financière la plus directement comparable au total du bénéfice attribuable aux actionnaires de la société. Le total des mesures sectorielles comparable pour la période correspondante de 2021 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 attribuable aux actionnaires de la société est présenté dans le présent rapport de gestion.

Les mesures financières non conformes aux PCGR présentées dans le présent rapport de gestion se définissent comme des mesures financières présentées par un émetteur qui ne sont pas présentées dans les états financiers.

Les investissements en capital, une mesure financière non conforme aux PCGR, s'entendent des fonds affectés aux dépenses en immobilisations et aux regroupements d'entreprises et des fonds affectés à la quote-part qui revient à la société des dépenses en immobilisations des coentreprises. Les dépenses en immobilisations comprennent les entrées d'immobilisations corporelles et incorporelles ainsi que les intérêts inscrits au coût des actifs pendant la construction. Les dépenses en immobilisations sont la mesure financière la plus directement comparable aux investissements en capital. Les investissements en capital ne sont pas une mesure financière normalisée aux termes du cadre de présentation de l'information utilisé pour préparer nos états financiers. Les investissements en capital pourraient ne pas être comparables à des mesures financières similaires présentées par d'autres émetteurs. De l'avis de la direction, les investissements en capital reflètent le total des liquidités investies par la société dans ses actifs. Pour les investisseurs, les investissements en capital sont une mesure utile, car ils indiquent le montant des liquidités affectées pour acquérir et financer les actifs et y investir. Un rapprochement des investissements en capital et des dépenses en immobilisations figure dans le présent rapport de gestion.

RAPPROCHEMENT DU RÉSULTAT AJUSTÉ ET DU BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE LA SOCIÉTÉ

Le résultat ajusté s'entend du bénéfice attribuable aux actionnaires de la société, après ajustement au titre du calendrier des produits des activités ordinaires et des charges associés aux activités à tarifs réglementés, des dividendes sur les actions privilégiées de la société et des profits ou des pertes latents sur les contrats à terme et les swaps sur marchandises évalués à la valeur de marché. 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 et en Australie 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 30 juin					
2022	Entreprises de services publics	Infra-structures énergétiques	Siège social et autres activités	Éliminations intersectorielles	Chiffres consolidés
2021					
Produits des activités ordinaires	797	70	70	(4)	933
	688	39	76	(13)	790
Résultat ajusté	156	10	(30)	—	136
	124	7	(16)	—	115
Pertes de valeur et autres coûts	—	—	—	—	—
	—	(64)	(1)	—	(65)
Pertes latentes sur les contrats à terme et les swaps sur marchandises évalués à la valeur de marché	—	—	(19)	—	(19)
	—	—	(13)	—	(13)
Activités à tarifs réglementés	19	—	1	—	20
	(29)	—	—	—	(29)
Décision concernant des questions liées aux TI	(3)	—	—	—	(3)
	(3)	—	—	—	(3)
Transition des services gérés de TI	—	—	—	—	—
	(14)	(1)	(1)	—	(16)
Dividendes sur les actions privilégiées de Canadian Utilities Limited	—	—	17	—	17
	—	—	16	—	16
Bénéfice (perte) attribuable aux actionnaires de la société	172	10	(31)	—	151
	78	(58)	(15)	—	5

(en millions de dollars)

Semestres clos les
30 juin

2022	Entreprises de services publics	Infra- structures énergétiques	Siège social et autres activités	Éliminations intersectorielles	Chiffres consolidés
2021					
Produits des activités ordinaires	1 761	151	172	(41)	2 043
	1 478	91	169	(41)	1 697
Résultat ajusté	390	18	(53)	—	355
	325	17	(36)	—	306
Pertes de valeur et autres coûts	—	—	—	—	—
	—	(64)	(1)	—	(65)
Pertes latentes sur les contrats à terme et les swaps sur marchandises évalués à la valeur de marché	—	—	(31)	—	(31)
	—	—	(12)	—	(12)
Activités à tarifs réglementés	55	—	1	—	56
	(81)	—	—	—	(81)
Décision concernant des questions liées aux TI	(7)	—	—	—	(7)
	(7)	—	—	—	(7)
Transition des services gérés de TI	—	—	—	—	—
	(24)	(1)	(2)	—	(27)
Dividendes sur les actions privilégiées de Canadian Utilities Limited	—	—	35	—	35
	2	—	31	—	33
Procédure de mise en application de l'AUC	(27)	—	—	—	(27)
	—	—	—	—	—
Norme sur la vaccination contre la COVID-19 en milieu de travail	(8)	—	—	—	(8)
	—	—	—	—	—
Profit sur la vente d'une participation dans une filiale de la société	5	—	—	—	5
	—	—	—	—	—
Autres	—	—	—	—	—
	—	(1)	—	—	(1)
Bénéfice (perte) attribuable aux actionnaires de la société	408	18	(48)	—	378
	215	(49)	(20)	—	146

PERTES DE VALEUR ET AUTRES COÛTS

En 2021, des pertes de valeur et autres coûts de 65 M\$ (après impôt), lesquels n'ont pas été engagés dans le cours normal des activités, ont été comptabilisés. La société a engagé une tranche de 54 M\$ de ces coûts au Mexique en lien principalement avec l'installation hydroélectrique de Veracruz du secteur Infrastructures énergétiques. La charge reflétait une décision d'arbitrage défavorable, des modifications apportées à la réglementation du marché, l'incertitude politique persistante et le contexte d'exploitation difficile, qui ont entraîné une dépréciation de la valeur comptable des actifs. Les autres coûts comptabilisés étaient négligeables pris individuellement.

PROFITS ET PERTES LATENTS SUR LES CONTRATS À TERME ET LES SWAPS SUR MARCHANDISES ÉVALUÉS À LA VALEUR DE MARCHÉ

L'entreprise de vente au détail d'électricité et de gaz naturel en Alberta conclut des swaps sur marchandises à prix fixe afin de gérer son exposition aux volumes et aux prix de l'électricité et du gaz naturel. Ces contrats sont évalués à la juste valeur. Les profits et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur des swaps sur marchandises à prix fixe sont comptabilisés dans le résultat du secteur Siège social et autres activités.

Le principal décideur opérationnel est d'avis que le fait d'éliminer les profits et les pertes latents sur les contrats à terme et les swaps sur marchandises évalués à la valeur de marché donne une image plus fidèle des résultats d'exploitation de la société.

Les profits et les pertes réalisés sont comptabilisés en résultat ajusté lorsque les contrats sur marchandises sont réglés.

ACTIVITÉS À TARIFS RÉGLEMENTÉS

Les entreprises de distribution et de transport d'électricité, leur filiale, ATCO Electric Yukon, leur participation dans des coentreprises, Northland Utilities, ainsi que les entreprises de distribution de gaz naturel, de transport de gaz naturel et de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale, sont désignées collectivement les « entreprises de services publics réglementées ».

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 réglementées 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 réglementées 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 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 d'un 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, incidence du temps plus chaud et incidence de l'inflation sur la base de tarification	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.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, 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		
	2022	2021	Variation	2022	2021	Variation
Produits supplémentaires facturés au cours de la période considérée						
Frais futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux ¹⁾	31	29	2	62	58	4
Incidence du temps plus froid ²⁾	4	1	3	—	—	—
Produits à facturer au cours de périodes ultérieures						
Impôt différé ³⁾	(25)	(30)	5	(47)	(55)	8
Gel des tarifs de distribution ⁴⁾	—	(34)	34	—	(75)	75
Incidence du temps plus chaud ²⁾	—	—	—	(2)	(1)	(1)
Incidence de l'inflation sur la base de tarification ⁵⁾	(15)	(3)	(12)	(21)	(10)	(11)
Règlement des décisions d'ordre réglementaire et autres éléments						
Gel des tarifs de distribution ⁴⁾	30	—	30	65	—	65
Autres	(5)	8	(13)	(1)	2	(3)
	20	(29)	49	56	(81)	137

- 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 inférieures ou supérieures à la normale pour la période considérée sont remboursés aux clients ou recouvrés 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, en réaction à la pandémie de COVID-19, les entreprises de distribution d'électricité et de gaz naturel ont demandé un allègement tarifaire provisoire pour les clients afin de geler les tarifs de distribution de base actuels. Après avoir obtenu l'approbation de l'AUC, les entreprises de distribution d'électricité et de gaz naturel ont comptabilisé une diminution du résultat de 34 M\$ et de 75 M\$ (après impôt) au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2021. Selon les directives de l'AUC, le recouvrement des tarifs différés de 2021 sera maximisé en 2022. Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2022, des montants de 30 M\$ et de 65 M\$ (après impôt) ont été facturés aux clients.
- 5) La partie de la base de tarification de l'entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale qui est indexée sur l'inflation est facturée aux clients au moyen du recouvrement de la dotation aux amortissements au cours d'exercices ultérieurs, en fonction du taux d'inflation annuel prévu et réel. Selon la comptabilité des activités à tarifs réglementés, les produits au titre de la composante inflation de la base de tarification sont comptabilisés pour l'exercice considéré lorsqu'ils sont gagnés. Les écarts entre les montants réalisés et les montants facturés aux clients sont différés et comptabilisés dans les produits des activités ordinaires sur la durée d'utilité des actifs connexes.

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 de la société, 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 2022 s'élève à 3 M\$ et à 7 M\$ (après impôt) (3 M\$ et 7 M\$ en 2021).

TRANSITION DES SERVICES GÉRÉS DE TI

Au quatrième trimestre de 2020 et au premier trimestre de 2021, la société a conclu des accords-cadres de services avec IBM Canada Ltd. (remplacée ultérieurement par Kyndryl Canada Ltd.) et IBM Australia Limited, respectivement, pour la prestation de services gérés de TI. Ces services étaient auparavant fournis par Wipro aux termes d'un accord-cadre de services de dix ans échéant en décembre 2024. La transition des services gérés de TI pour passer de Wipro à IBM a commencé le 1^{er} février 2021 et était achevée au 31 décembre 2021. Le montant exclu du résultat ajusté pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 s'élève à néant (16 M\$ et 27 M\$, après impôt, en 2021).

PROCÉDURE DE MISE EN APPLICATION DE L'AUC

Le 14 avril 2022, la direction de la mise en application de l'AUC et ATCO Electric Transmission ont déposé un règlement auprès de l'AUC concernant un contrat à fournisseur unique pour le projet d'interconnexion de Jasper. Le 29 juin 2022, l'AUC a rendu une décision approuvant le règlement dans son intégralité. Au quatrième trimestre de 2021 et au premier trimestre de 2022, la société a comptabilisé respectivement des coûts de 14 M\$ et de 27 M\$ (après impôt) liés à la procédure.

NORME SUR LA VACCINATION CONTRE LA COVID-19 EN MILIEU DE TRAVAIL

Afin de protéger la santé et la sécurité des employés, des partenaires d'affaires, des clients et des collectivités, la société a exigé que ses employés, sous réserve de certaines exemptions, soient vaccinés contre la COVID-19 à compter du 1^{er} janvier 2022. Les employés qui n'ont pas fourni de preuve de vaccination ou qui n'avaient pas d'exemption approuvée ont reçu une indemnité de départ. Au cours du semestre clos le 30 juin 2022, la société a engagé des indemnités de départ et des coûts connexes de 8 M\$ (après impôt) relativement à la norme de vaccination contre la COVID-19 en milieu de travail.

PROFIT SUR LA VENTE D'UNE PARTICIPATION DANS UNE FILIALE DE LA SOCIÉTÉ

Le 31 mars 2022, la société et Denendeh Investments Incorporated (« DII ») ont conclu une convention d'achat d'actions visant à faire passer la participation de DII dans NUE de 14 pour cent à 50 pour cent. La transaction a donné lieu à un profit sur la vente de 5 M\$ (après impôt). Avec prise d'effet le 31 mars 2022, la société ne consolide plus NUE à titre de filiale contrôlée et comptabilise plutôt sa participation dans NUE à titre de participation dans une coentreprise selon la méthode de la mise en équivalence.

ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS

Les tableaux suivants présentent un rapprochement du résultat ajusté des entreprises de services publics et de la mesure financière la plus directement comparable, le bénéfice attribuable aux actionnaires de la société.

Trimestres clos les
30 juin

(en millions de dollars)

2022	Canadian Utilities Limited								
2021	Électricité				Gaz naturel				Entreprises de services publics
	Distribution d'électricité	Transport d'électricité	Activités liées à l'électricité à l'échelle internationale	Chiffres consolidés	Distribution de gaz naturel	Transport de gaz naturel	Distribution de gaz naturel à l'échelle internationale	Chiffres consolidés	
Résultat ajusté	40	44	11	95	12	23	26	61	156
	37	37	8	82	7	21	14	42	124
Activités à tarifs réglementés	—	8	—	8	30	(3)	(16)	11	19
	(21)	10	1	(10)	(10)	(5)	(4)	(19)	(29)
Décision concernant des questions liées aux TI	(1)	(1)	—	(2)	(1)	—	—	(1)	(3)
	(1)	(1)	—	(2)	(1)	—	—	(1)	(3)
Transition des services gérés de TI	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	(4)	(2)	—	(6)	(7)	(1)	—	(8)	(14)
Bénéfice (perte) attribuable aux actionnaires de la société	39	51	11	101	41	20	10	71	172
	11	44	9	64	(11)	15	10	14	78

(en millions de dollars)

Semestres clos les
30 juin

2022	Canadian Utilities Limited								
	Électricité				Gaz naturel				Entreprises de services publics
	Distribution d'électricité	Transport d'électricité	Activités liées à l'électricité à l'échelle internationale	Chiffres consolidés	Distribution de gaz naturel	Transport de gaz naturel	Distribution de gaz naturel à l'échelle internationale	Chiffres consolidés	
2021									
Résultat ajusté	87	87	22	196	111	46	37	194	390
	79	80	13	172	88	40	25	153	325
Activités à tarifs réglementés	1	21	—	22	57	(1)	(23)	33	55
	(48)	13	—	(35)	(28)	(7)	(11)	(46)	(81)
Décision concernant des questions liées aux TI	(2)	(2)	—	(4)	(2)	(1)	—	(3)	(7)
	(2)	(2)	—	(4)	(2)	(1)	—	(3)	(7)
Transition des services gérés de TI	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	(6)	(3)	—	(9)	(9)	(2)	(4)	(15)	(24)
Dividendes sur les actions privilégiées de la société	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	1	—	1	—	1	—	1	2
Procédure de mise en application de l'AUC	—	(27)	—	(27)	—	—	—	—	(27)
	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Norme sur la vaccination contre la COVID-19 en milieu de travail	(2)	(1)	—	(3)	(3)	(2)	—	(5)	(8)
	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Profit sur la vente d'une participation dans une filiale de la société	5	—	—	5	—	—	—	—	5
	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Bénéfice attribuable aux actionnaires de la société	89	78	22	189	163	42	14	219	408
	23	89	13	125	49	31	10	90	215

INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES

Les tableaux suivants présentent un rapprochement du résultat ajusté du secteur Infrastructures énergétiques et de la mesure financière la plus directement comparable, le bénéfice attribuable aux actionnaires de la société.

(en millions de dollars)		Trimestres clos les 30 juin	
2022	Canadian Utilities Limited		
2021	Production d'électricité	Stockage et infrastructures hydrauliques industrielles	Infrastructures énergétiques
Résultat ajusté	4	6	10
	2	5	7
Pertes de valeur et autres coûts	—	—	—
	(63)	(1)	(64)
Transition des services gérés de TI	—	—	—
	(1)	—	(1)
Autres	—	—	—
	(1)	1	—
Bénéfice (perte) attribuable aux actionnaires de la société	4	6	10
	(63)	5	(58)

(en millions de dollars)		Semestres clos les 30 juin	
2022	Canadian Utilities Limited		
2021	Production d'électricité	Stockage et infrastructures hydrauliques industrielles	Infrastructures énergétiques
Résultat ajusté	6	12	18
	8	9	17
Pertes de valeur et autres coûts	—	—	—
	(63)	(1)	(64)
Transition des services gérés de TI	—	—	—
	(1)	—	(1)
Autres	—	—	—
	(1)	—	(1)
Bénéfice (perte) attribuable aux actionnaires de la société	6	12	18
	(57)	8	(49)

RAPPROCHEMENT DES INVESTISSEMENTS EN CAPITAL ET DES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Les investissements en capital, une mesure financière non conforme aux PCGR, s'entendent des fonds affectés aux dépenses en immobilisations et aux regroupements d'entreprises et des fonds affectés à la quote-part qui revient à la société des dépenses en immobilisations des coentreprises. De l'avis de la direction, les investissements en capital reflètent le total des liquidités investies par la société dans ses actifs. Les dépenses en immobilisations comprennent les entrées d'immobilisations corporelles et incorporelles ainsi que les intérêts inscrits au coût des actifs pendant la construction. De plus amples informations concernant cette mesure non conforme aux PCGR 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
30 juin

2022	Entreprises de services publics	Infrastructures énergétiques	Siège social et autres activités de Canadian Utilities Ltd.	Chiffres consolidés
2021				
Investissements en capital	244	51	2	297
	412	15	3	430
Dépenses en immobilisations dans les coentreprises	(1)	(2)	—	(3)
	—	(9)	—	(9)
Dépenses en immobilisations	243	49	2	294
	412	6	3	421

(en millions de dollars)

Semestres clos les
30 juin

2022	Entreprises de services publics	Infrastructures énergétiques	Siège social et autres activités de Canadian Utilities Ltd.	Chiffres consolidés
2021				
Investissements en capital	462	95	5	562
	632	23	5	660
Dépenses en immobilisations dans les coentreprises	(2)	(3)	—	(5)
	—	(14)	—	(14)
Dépenses en immobilisations	460	92	5	557
	632	9	5	646

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 2022 et close le 30 juin 2022 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 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 sur les plans et les cibles stratégiques; la réduction des émissions de GES et l'atteinte de certaines cibles en matière de critères environnementaux, sociaux et de gouvernance; et l'ingénierie, l'approvisionnement et la construction d'installations de production d'hydrogène et de ravitaillement en hydrogène pour faire progresser le programme de locomotives à hydrogène de CP.

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 : la capacité de la société d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050; 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 cibles de réduction des émissions de GES et des autres cibles en matière de critères environnementaux, sociaux et de gouvernance; la collaboration continue avec certains organismes réglementaires et groupes environnementaux; la performance des actifs ou 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 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 politiques gouvernementales applicables; aux décisions d'ordre réglementaire; à l'environnement concurrentiel des secteurs dans lesquels la société exerce ses activités; à la conjoncture économique (y compris dans le contexte de la pandémie de COVID-19); 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 et de l'infrastructure; au développement et à l'exécution de projets; aux prix de l'électricité, du gaz naturel, des liquides du 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 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, 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 renseignements complémentaires sur les principaux risques auxquels est exposée la

société, se reporter à la rubrique « Risques commerciaux et gestion du risque » du rapport de gestion de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

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

Canadian Utilities a publié ses états financiers consolidés intermédiaires non audités et son rapport de gestion du semestre clos le 30 juin 2022. Il est possible d'obtenir des exemplaires de ces documents 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.

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.

apports de clients s'entend des apports en trésorerie non remboursables provenant de clients pour certaines entrées d'immobilisations corporelles, principalement pour les entreprises de services publics. 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.

entreprises de services publics réglementées s'entend des entreprises de distribution d'électricité, de transport d'électricité, de distribution de gaz naturel et de transport de gaz naturel ainsi que de l'entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale.

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.

société s'entend de Canadian Utilities Limited et comprend, sauf si le contexte l'exclut, ses filiales et ses partenariats.