



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

CANADIAN UTILITIES LIMITED

NOTICE ANNUELLE

EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2023

28 février 2024

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

À moins d'indication contraire, l'information figurant dans la présente notice annuelle est présentée en date du 31 décembre 2023.

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

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

TABLE DES MATIÈRES

	Page
Structure de la société	2
Canadian Utilities : En route vers 2030.....	3
Stratégies de Canadian Utilities	3
Description des activités	5
ATCO Energy Systems	6
ATCO EnPower	14
Siège social et autres activités	21
Historique des trois derniers exercices	22
Sommaire des produits des activités ordinaires	22
ATCO Energy Systems	22
ATCO EnPower	24
Siège social et autres activités	25
Renseignements sur les employés	26
Durabilité, changements climatiques et transition énergétique	27
Risques commerciaux et gestion des risques.....	27
Dividendes.....	28
Structure du capital.....	28
Notations	33
Marché pour les titres de la société	34
Membres du conseil d'administration et de la haute direction	37
Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres.....	47
Poursuites et application de la loi	47
Contrats importants	47
Intérêt des experts.....	47
Information prospective	48
Informations complémentaires.....	49
Glossaire	50
Annexe 1 – Renseignements sur le comité de l'audit et des risques.....	51

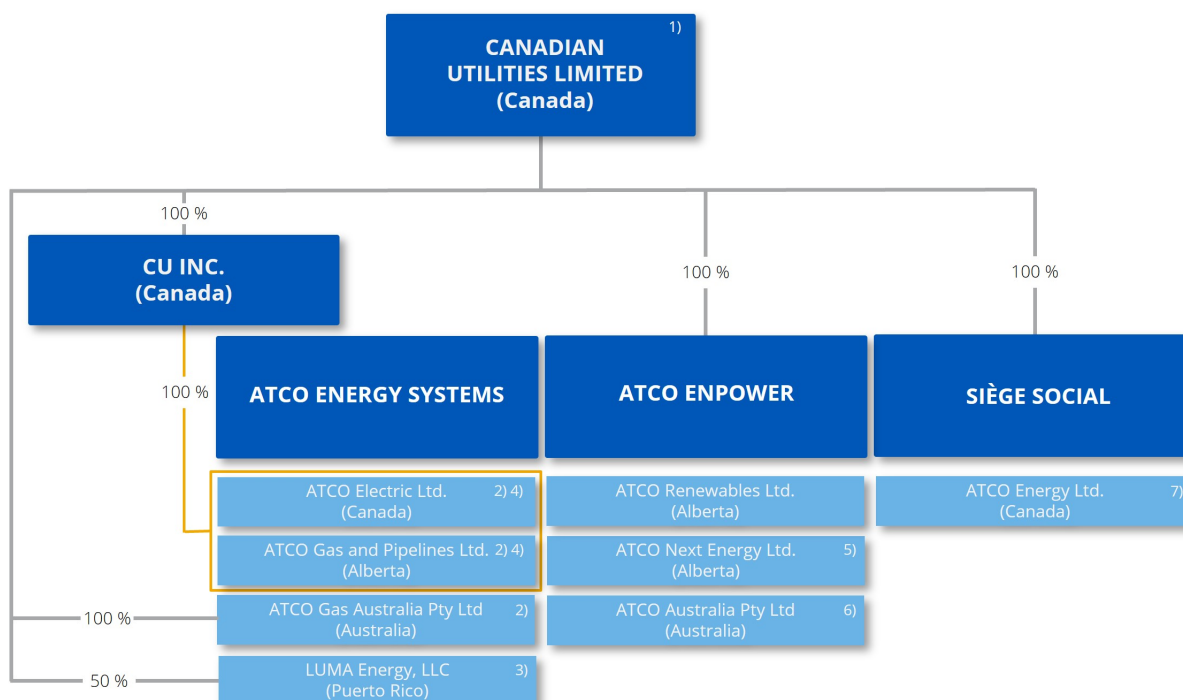
STRUCTURE DE LA SOCIÉTÉ

Canadian Utilities a été constituée sous le régime des lois du Canada le 18 mai 1927 et a été prorogée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* le 15 août 1979. Le capital constitué d'actions ordinaires de la société a été réorganisé le 10 septembre 1982. Le siège de la société est situé au 5302, rue Forand S. O., immeuble ouest, 4^e étage, Calgary (Alberta) T3E 8B4, et son principal établissement est situé au 20^e étage du 10035, rue 105 N. O., Edmonton (Alberta) T5J 1C8.

En mars 1999, Canadian Utilities a procédé à une restructuration en vue de séparer les activités albertaines réglementées de celles qui ne le sont pas. Cette restructuration a été mise en œuvre au moyen du transfert des actions ordinaires et des titres de créance des filiales réglementées de Canadian Utilities à CU Inc. en échange d'actions ordinaires de CU Inc. En raison de la restructuration, les entreprises de services publics de la société en Alberta, qui étaient financées par Canadian Utilities, le sont maintenant principalement par CU Inc.

STRUCTURE ORGANISATIONNELLE SIMPLIFIÉE

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



1) L'organigramme ne comprend pas toutes les filiales de la société. Les actifs et les produits des activités ordinaires des filiales exclues ne représentaient pas, au total, plus de 20 pour cent du total des actifs consolidés ou des produits des activités ordinaires consolidés de la société au 31 décembre 2023.

2) ATCO Electric Ltd. comprend les entreprises de distribution d'électricité et de transport d'électricité. ATCO Gas and Pipelines Ltd. comprend les entreprises de distribution de gaz naturel et de transport de gaz naturel. ATCO Gas Australia Pty Ltd comprend l'entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale.

3) La participation de 50 pour cent de Canadian Utilities dans LUMA Energy, LLC (« LUMA Energy »), 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, est incluse dans les activités liées à l'électricité à l'échelle internationale.

4) ATCO Gas and Pipelines Ltd. et ATCO Electric Ltd. (les « entreprises de services publics de l'Alberta ») sont des filiales entièrement détenues par CU Inc., qui appartient à 100 pour cent à Canadian Utilities.

5) ATCO Next Energy Ltd. (« ATCO Next Energy ») comprend les activités de stockage et d'infrastructures hydrauliques industrielles et les combustibles propres.

6) ATCO Australia Pty Ltd comprend des centrales électriques non réglementées en Australie.

7) ATCO Energy Ltd. (« ATCOenergy ») comprend les activités de vente au détail d'énergie et l'entreprise Rūmi et fournit des services liés à l'électricité et au gaz naturel, des articles pour la maison, des services d'entretien et des services-conseils pour les propriétaires d'habitations aux clients de détail en Alberta.

CANADIAN UTILITIES : EN ROUTE VERS 2030

CRÉER DE LA PROSPÉRITÉ ET DES OCCASIONS POUR LES GÉNÉRATIONS À VENIR

Canadian Utilities joue un rôle clé dans les objectifs et les aspirations du groupe ATCO. En fournissant de l'énergie, un service essentiel, Canadian Utilities a créé de la prospérité et des possibilités au sein des collectivités qu'elle sert et continuera sur cette voie dans les décennies à venir.

Intégrer nos valeurs fondamentales

Nos actions reflètent nos valeurs de sécurité, d'intégrité, d'agilité, de bienveillance et de collaboration. Ces principes fondamentaux nous aident à équilibrer les enjeux économiques, environnementaux et sociaux à court et à long terme pour nos activités.

S'engager vers un avenir durable

La stratégie de durabilité de Canadian Utilities a toujours été guidée par une perspective holistique à long terme, qui donne la priorité à nos objectifs de durabilité et à notre performance en termes de critères environnementaux, sociaux et de gouvernance (« ESG ») tout en fournissant quotidiennement des produits et services essentiels à nos clients de manière fiable.

Nous continuons de faire des progrès importants vers l'atteinte de nos cibles ESG de 2030 annoncées par ATCO, notre société mère, en 2022. Ces cibles pour 2030 comprennent la réduction de nos émissions de gaz à effet de serre (« GES ») associées à l'exploitation et des émissions provenant de nos clients, la croissance de notre portefeuille d'énergie à faibles émissions de carbone et de nos produits de transition, l'augmentation des retombées économiques pour les partenaires autochtones, le maintien de l'accent mis sur la sécurité et la promotion de la diversité, de l'équité et de l'inclusion en milieu de travail. Notre désir d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050 s'appuie sur les progrès importants réalisés par la société au cours des dernières années dans la décarbonisation de son portefeuille.

Se reporter à la rubrique « Durabilité, changements climatiques et transition énergétique » du rapport de gestion de 2023 de la société et au rapport sur la durabilité annuel d'ATCO, qui sera disponible en mai 2024, pour des informations sur notre progrès vers l'atteinte de ces cibles.

STRATÉGIES DE CANADIAN UTILITIES

La volonté de Canadian Utilities de fournir des services essentiels d'énergie unifiés à ses clients pour éviter qu'ils soient confrontés aux défis de devoir dépendre d'un réseau fragmenté de fournisseurs est au cœur de sa stratégie. L'énergie fait partie des services essentiels. Sans un accès sûr, fiable, résilient et abordable à l'énergie, la prospérité et les possibilités ne peuvent pas fleurir. Les services essentiels, comme l'énergie, permettent de résister en cas d'obstacles macroéconomiques, de conflits géopolitiques et de catastrophes naturelles, et sont un important moteur de croissance économique dans les territoires où nous exerçons nos activités. Notre position unique sur le marché, notre habileté à tirer parti de notre expertise dans des marchés clés, notamment l'Amérique du Nord, l'Amérique latine et l'Australie, nos capacités intégrées et l'attention exceptionnelle que nous portons à notre clientèle nous procurent un avantage concurrentiel, difficile à reproduire, et nous permettent de continuer à créer de la valeur pour les actionnaires grâce à la croissance du bénéfice et des dividendes.

PRINCIPES STRATÉGIQUES



Valoriser les perspectives à long terme



Miser sur nos principales entreprises de services publics



Se positionner comme chef de file dans la transition énergétique



Établir des partenariats équitables avec les communautés autochtones



Collaborer pour améliorer la situation des collectivités



Soutenir le talent et la diversité des équipes de Canadian Utilities

COMMENTAIRES CONCERNANT LES STRATÉGIES ET LES ENGAGEMENTS

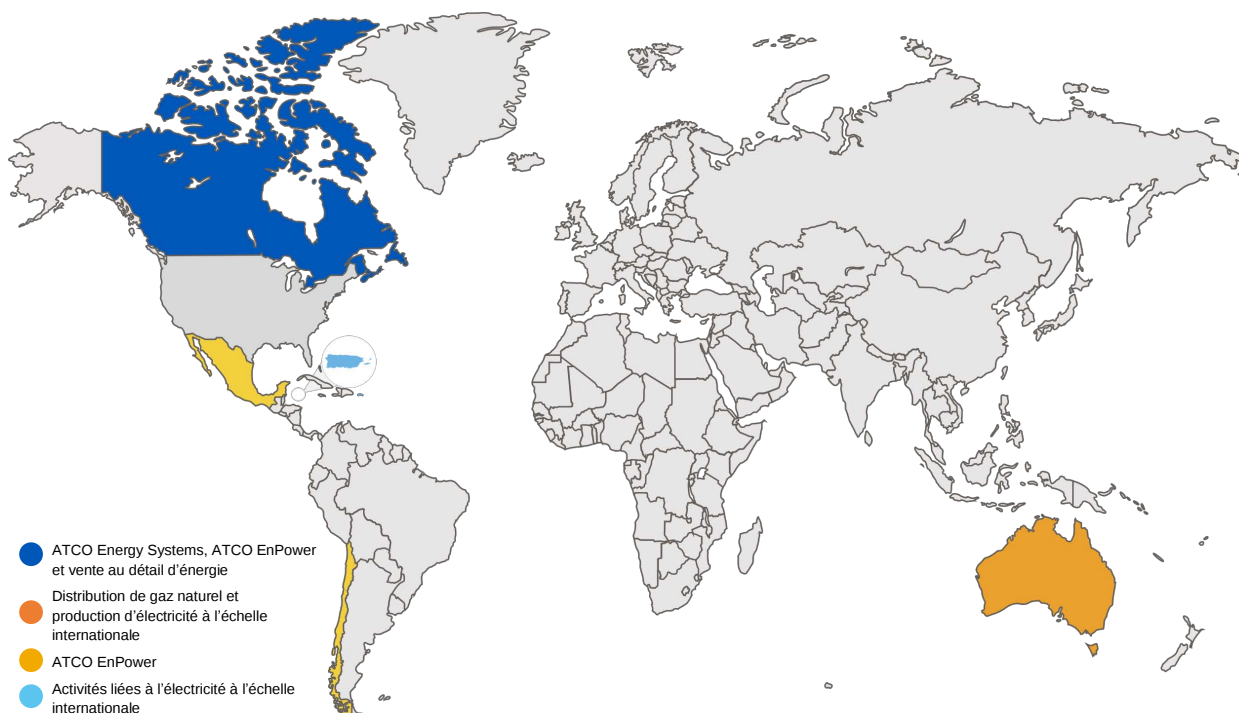
Nos réalisations financières et opérationnelles en 2023 à l'égard des stratégies décrites ci-dessus sont présentées dans le rapport de gestion de 2023 et les états financiers consolidés de 2023 de la société. D'autres commentaires concernant les stratégies seront fournis dans la circulaire de sollicitation de procurations par la direction, le profil de l'entreprise et le rapport sur la durabilité de 2023 qui seront publiés sous peu. La circulaire de sollicitation de procurations de la direction de 2023 contiendra aussi une analyse des pratiques de la société en matière de gouvernance.

Le site Web de Canadian Utilities, www.canadianutilities.com, est une précieuse source d'informations pour connaître les dernières nouvelles au sujet des activités de la société. Les rapports des exercices précédents sont aussi accessibles sur ce site Web.

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

INVESTIR DANS NOTRE AVENIR POUR CHANGER LE MONDE

À l'échelle mondiale, Canadian Utilities livre l'énergie dans les foyers, les entreprises et les industries et offre des solutions d'infrastructures énergétiques axées sur les clients. Canadian Utilities Limited est une entreprise dotée d'un portefeuille de placements diversifié mondialement offrant une excellence opérationnelle et des rendements supérieurs. Propulsés par le dévouement indéfectible d'environ 5 300 employés et 3 700 employés de coentreprises, y compris LUMA Energy, nous développons nos principales entreprises de services publics et faisons des investissements visant à faire progresser la transition énergétique et à assurer la résilience à long terme.



Canadian Utilities est une société d'infrastructures énergétiques diversifiée à l'échelle mondiale qui se démarque par l'excellence de ses opérations, de son service et de ses solutions d'affaires innovatrices par l'intermédiaire d'ATCO Energy Systems (transport et distribution d'électricité et de gaz naturel, activités liées à l'électricité à l'échelle internationale); d'ATCO EnPower (stockage d'énergie, production d'énergie, solutions d'infrastructures hydrauliques industrielles, combustibles propres); et de la vente au détail d'énergie (vente au détail d'électricité et de gaz naturel et solutions complètes pour la maison).



+ de 4 M

de clients au total



23 G\$

en actifs totaux



52 ans

de hausses annuelles du dividende



+ de

100 ans

longue tradition d'activités à l'échelle mondiale



APERÇU

ATCO Energy Systems regroupe nos entreprises de services publics réglementées, qui exercent leurs activités au Canada, en Australie et à Porto Rico, ainsi que certains actifs non réglementés situés en Alberta, au Canada. Les quatre entreprises réglementées (entreprises de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel) en Alberta, en Saskatchewan et dans les régions du nord du Canada livrent de l'électricité et du gaz naturel plus propre de façon fiable aux clients depuis des décennies. Les activités internationales regroupent l'entreprise réglementée de distribution de gaz naturel en Australie-Occidentale et l'entreprise d'activités liées à l'électricité, située à Porto Rico, soit la participation de 50 pour cent de Canadian Utilities dans LUMA Energy.

Notre proposition de valeur consiste à fournir de l'énergie essentielle à un monde en évolution. Pour y arriver, nous fournissons une énergie fiable et abordable de façon sécuritaire, nous dirigeons une transition énergétique équitable de façon responsable, nous investissons pour répondre aux besoins grandissants et en pleine évolution de nos clients, et nous nous positionnons comme un partenaire de confiance, engagé dans la prospérité mutuelle à long terme.

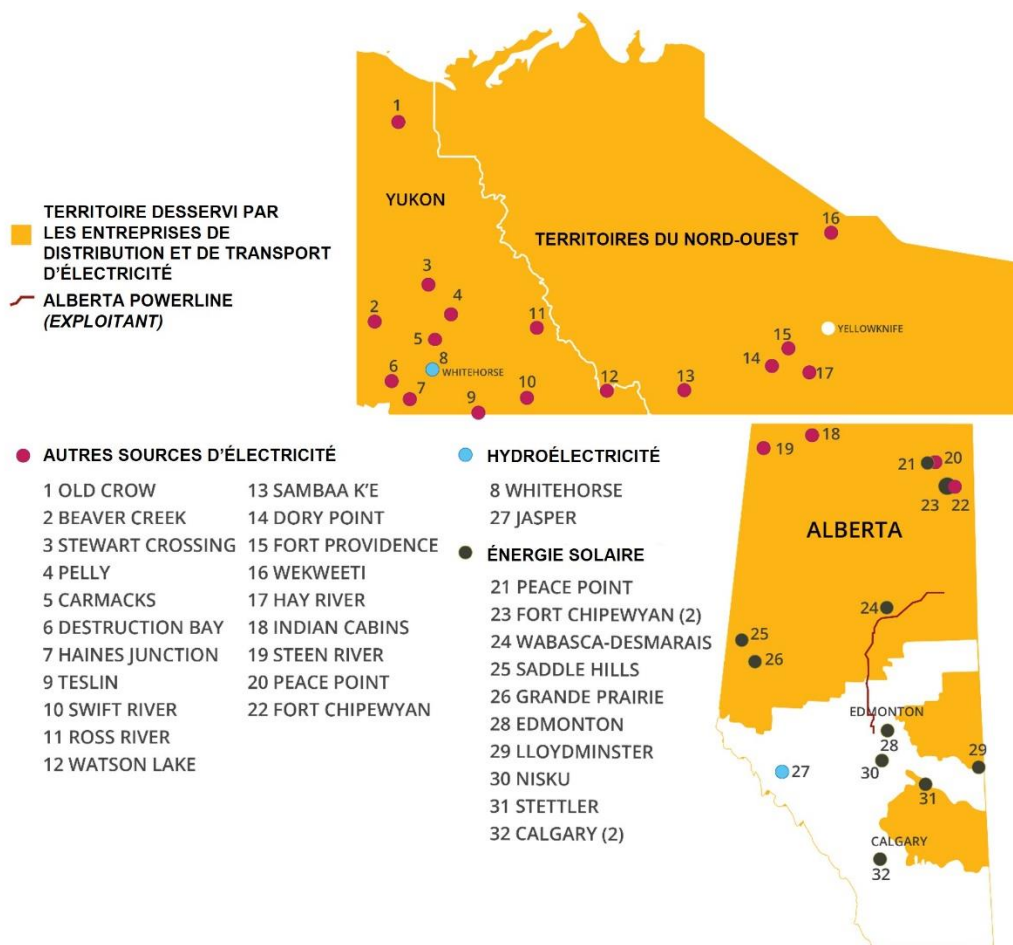
CONTEXTE CONCURRENTIEL

Le secteur en évolution des services publics met de plus en plus l'accent sur l'adaptation aux changements climatiques, la décarbonisation, la numérisation et la décentralisation afin de répondre aux attentes de notre clientèle et des autres parties prenantes. L'évolution de la réglementation, des cibles gouvernementales de réduction d'émissions et des incitatifs qui y sont liés présentent des occasions pour ATCO Energy Systems, et celle-ci est bien placée pour les saisir.

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

DISTRIBUTION ET TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

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



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

Yukon Electrical Company Limited (ATCO Electric Yukon (« AEY »)) dessert 19 collectivités au Yukon, dont Whitehorse, la capitale, et une collectivité en Colombie-Britannique. Northland Utilities Enterprises Ltd. (« Northland Utilities ») est un partenariat à parts égales entre une filiale de la société et Denendeh Investments Incorporated, qui représente les 27 Premières Nations Dene des Territoires du Nord-Ouest. Northland Utilities compte deux unités d'exploitation : Northland Utilities (NWT) Limited (« NWT ») et Northland Utilities (Yellowknife) Limited (« NUY »). Ces deux unités d'exploitation desservent neuf collectivités dans les Territoires du Nord-Ouest, dont Yellowknife, la capitale.

La population des principaux marchés où les services publics d'électricité sont assurés par les entreprises de distribution et de transport d'électricité et leurs filiales NUY, NWT et AEY est d'approximativement 670 800 habitants. Environ 264 000 clients y sont desservis. Les entreprises de distribution et de transport d'électricité se sont vu attribuer environ 65 pour cent de la zone de service désignée en Alberta, qui représente approximativement 13 pour cent de la charge électrique provinciale et 12 pour cent de la population.

Le nombre moyen de clients desservis mensuellement par les entreprises de distribution et de transport d'électricité, NUY, NWT et AEY, en 2023 et en 2022, est présenté dans le tableau suivant :

	2023		2022	
	Nombre	%	Nombre	%
Clientèle résidentielle	187 041	71	185 919	71
Clientèle commerciale	35 155	13	34 960	13
Clientèle industrielle	9 264	4	9 299	4
Clientèle rurale, REA et autres	32 420	12	32 400	12
Total	263 880	100	262 578	100

L'électricité distribuée aux diverses catégories de clients au cours de 2023 et de 2022 est présentée dans le tableau suivant.

	2023		2022	
	GWh	%	GWh	%
Clientèle résidentielle	1 321	11	1 364	11
Clientèle commerciale	2 297	19	2 325	19
Clientèle industrielle	7 822	66	8 266	66
Clientèle rurale, REA et autres	511	4	534	4
Total	11 951	100	12 489	100

Les entreprises de distribution et de transport d'électricité, NUY, NWT et AEY sont les propriétaires de vastes réseaux de transport et de distribution d'électricité et en assurent l'exploitation. Les réseaux sont constitués d'environ 11 000 km de lignes de transport et 60 000 km de lignes de distribution. De plus, les entreprises de distribution et de transport d'électricité fournissent de l'électricité aux Rural Electrification Associations (« REA ») pour les quelque 3 500 km de lignes de distribution qu'elles exploitent mais qui appartiennent aux REA.

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

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

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

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

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

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

ALBERTA POWERLINE

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

TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ NON RÉGLEMENTÉ

ATCO Energy Systems exploite des lignes de transport d'électricité de 16 km par l'intermédiaire de quatre actifs de transport d'électricité non réglementés en Alberta, dont la ligne de transport et la sous-station de Scotford, la ligne de transport et la sous-station de Muskeg River, la sous-station de Grand Rapids et la ligne de transport d'Air Products.

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Hydroélectricité, énergie solaire et diesel

Les entreprises de distribution et de transport d'électricité sont les propriétaires et les exploitants de deux centrales hydroélectriques, de 12 installations solaires, de 20 centrales diesel et de 6 centrales de production mobiles ayant une capacité nominale totale de 48 MW en Alberta, au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest.

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

Les entreprises de distribution et de transport d'électricité de Canadian Utilities continuent de faire progresser leur stratégie visant à permettre la production et la livraison d'énergie renouvelable tout en répondant aux besoins énergétiques de leurs clients. En août 2022, le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest a annoncé qu'il allait fournir à Northland Utilities jusqu'à 300 000 \$ aux fins de l'installation de deux bornes de recharge rapide publiques pour VE à Yellowknife. En décembre 2022, ATCO Electric Yukon, filiale de CU Inc., et Copper Niisüü Limited Partnership ont conclu des ententes historiques d'achat d'électricité qui soutiennent le projet énergétique Saa Sè de Beaver Creek et le projet de parc éolien de Burwash Landing et aideront les Premières Nations de White River et de Kluane à atteindre une plus grande autonomie énergétique.

BORNES DE RECHARGE POUR VÉHICULES ÉLECTRIQUES

Les bornes de recharge rapides pour véhicules électriques offrent aux utilisateurs finaux l'occasion de remplacer un combustible de transport liquide par une source d'énergie peu carbonée. Jusqu'à maintenant, Canadian Utilities a installé un total de 25 bornes de recharge rapide pour véhicules électriques.

ACTIVITÉS LIÉES À L'ÉLECTRICITÉ À L'ÉCHELLE INTERNATIONALE

LUMA ENERGY

LUMA Energy assure des services de transport et de distribution d'électricité à l'échelle de Porto Rico et dessert environ 1,5 million de clients par l'entremise de sa coentreprise, une entité détenue à parts égales par Canadian Utilities et Quanta Services, Inc. LUMA Energy exploite des lignes de transport et de distribution d'électricité d'environ 30 000 km et compte environ 3 678 employés.

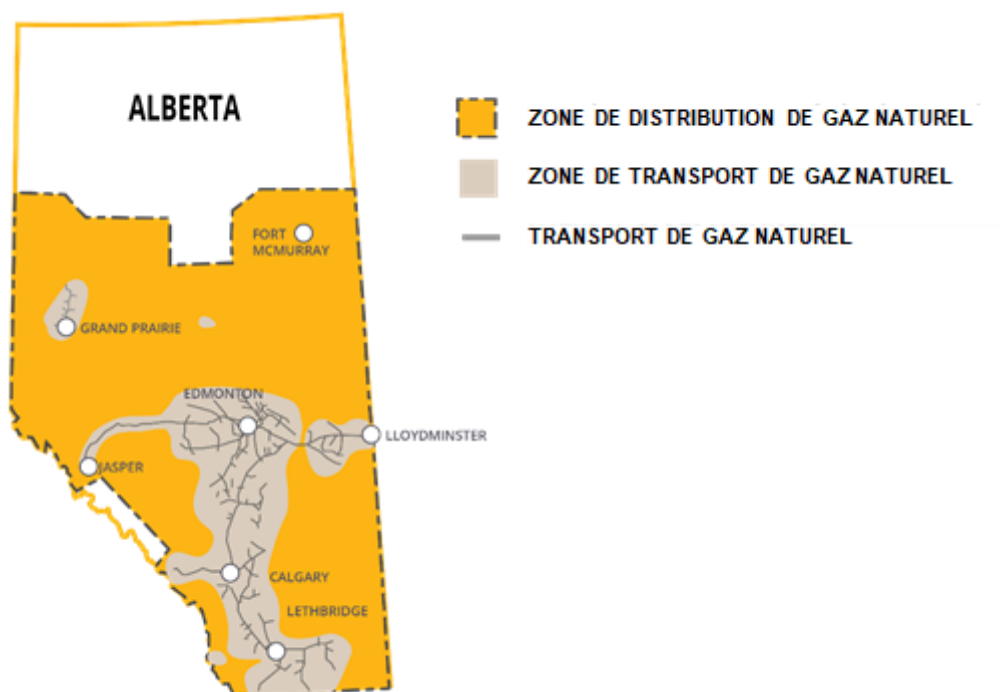
Le 22 juin 2020, LUMA Energy a été choisie par l'autorité des partenariats public-privé de Porto Rico (« P3A ») pour transformer, moderniser et exploiter le réseau de transport et de distribution d'électricité de Porto Rico pour une période de 15 ans suivant une période de transition d'un an conformément au contrat d'exploitation et d'entretien.

Après la période de transition, le 1^{er} juin 2021, LUMA Energy a pris en charge les activités aux termes d'une convention supplémentaire, car la Puerto Rico Electric Power Authority (« PREPA ») demeurait en faillite. LUMA Energy poursuit ses activités aux termes d'une convention complémentaire, qui a été prolongée le 30 novembre 2022 et qui se poursuivra jusqu'à ce que la faillite de la PREPA ait été réglée. Après le règlement de la procédure de faillite de la PREPA, LUMA Energy passera à la première année du contrat d'exploitation et d'entretien au cours de laquelle elle recevra une rémunération fixe et la possibilité de recevoir une rémunération incitative supplémentaire en fonction de la performance.

Cet arrangement innovateur permet à la PREPA de rester propriétaire de tous les actifs de services publics tout en bénéficiant de l'expertise d'un exploitant qualifié. LUMA Energy conjugue l'expertise de renommée mondiale de Canadian Utilities en matière d'exploitation de services publics et de services à la clientèle aux capacités exceptionnelles de Quanta en matière de services publics et d'exécution de projets.

DISTRIBUTION ET TRANSPORT DE GAZ NATUREL

La carte qui suit présente les régions desservies par les entreprises de distribution et de transport de gaz naturel en Alberta.



DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

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

Les principaux marchés de l'entreprise de distribution de gaz naturel sont situés dans les villes d'Edmonton, de Calgary, d'Airdrie, de Fort McMurray, de Grande Prairie, de Lethbridge, de Red Deer, de Spruce Grove, de St. Albert et de Sherwood Park en Alberta, ainsi que dans la ville de Lloydminster en Saskatchewan. Ces collectivités comptent ensemble

une population d'environ 3,3 millions d'habitants. En 2023, environ 81 pour cent des clients de l'entreprise de distribution de gaz naturel se trouvaient dans ces 11 collectivités. L'entreprise dessert également 291 plus petites collectivités ainsi que des régions rurales, dont la population combinée est d'environ 770 000 habitants.

Le nombre moyen de clients desservis mensuellement par l'entreprise de distribution de gaz naturel en 2023 et en 2022 est présenté dans le tableau ci-dessous.

	2023		2022	
	Nombre	%	Nombre	%
Clientèle résidentielle	1 185 527	92	1 167 506	92
Clientèle commerciale	103 833	8	102 958	8
Clientèle industrielle	341	–	340	–
Autres	711	–	737	–
Total	1 290 412	100	1 271 541	100

Le volume de gaz naturel distribué par l'entreprise de distribution de gaz naturel en 2023 et en 2022 est présenté dans le tableau suivant.

	2023		2022	
	PJ	%	PJ	%
Clientèle résidentielle	112,2	45	127,7	46
Clientèle commerciale	123,1	49	135,5	49
Clientèle industrielle	14,4	6	13,1	5
Autres	0,3	–	0,2	–
Total	250,0	100	276,5	100

L'entreprise de distribution de gaz naturel est la propriétaire d'environ 41 700 km de conduites de distribution, dont elle assure l'exploitation. En outre, elle possède des installations de service et d'entretien situées dans les principaux centres de l'Alberta.

L'entreprise de distribution de gaz naturel fournit du gaz naturel dans des collectivités constituées en personne morale sous le régime de concessions ou de règlements et dans des régions rurales aux termes d'autorisations, de permis ou d'ordonnances délivrés ou rendus en vertu des lois applicables. Elle détient actuellement 169 contrats de concession conclus avec des collectivités en Alberta. Ces contrats de concession décrivent les droits accordés à l'entreprise de distribution de gaz naturel et ses obligations ayant trait à l'offre de services de gaz naturel aux clients de la municipalité.

L'entreprise de distribution de gaz naturel détient toutes ces concessions en exclusivité, lesquelles sont renouvelables par contrat pour des périodes additionnelles allant jusqu'à 20 ans. Si une concession n'est pas renouvelée, elle demeure valide jusqu'au moment où l'une ou l'autre des parties, avec l'approbation de l'organisme de réglementation compétent, y met fin moyennant un préavis écrit de six mois. Lorsque la concession prend fin, la municipalité peut acheter les installations utilisées relativement à cette concession à un prix devant être convenu ou, faute d'entente, à un prix établi par l'organisme de réglementation compétent.

À Edmonton, l'entreprise de distribution de gaz naturel exerce ses activités en vertu d'une concession exclusive. L'entreprise de distribution de gaz naturel a conclu un contrat de concession d'une durée de 20 ans avec la Ville d'Edmonton qui expirera le 21 juillet 2030. Les concessions aux termes desquelles le service est assuré dans d'autres collectivités constituées en personne morale en Alberta ont été accordées pour des périodes allant jusqu'à 20 ans.

À Calgary, l'entreprise de distribution de gaz naturel exerce ses activités en vertu d'un règlement municipal, lequel ne lui confère pas d'exclusivité, mais ne limite pas ses droits à une durée déterminée. Le règlement ne confère à la Ville de Calgary aucun droit d'acquiescer les installations utilisées pour assurer le service.

Projet de mélange d'hydrogène

L'avancement de la production d'hydrogène dans la province crée des possibilités supplémentaires liées au mélange d'hydrogène dans l'infrastructure actuelle de gaz naturel. Canadian Utilities a proposé des projets favorisant une utilisation sécuritaire de l'hydrogène dans le but de tirer éventuellement parti de l'infrastructure existante de captage et de séquestration du carbone de l'Alberta pour stocker les émissions associées au processus de production. Ces possibilités contribueront à la décarbonisation du réseau et aux investissements, et aideront à soutenir les cibles d'émissions provinciales et fédérales.

TRANSPORT DE GAZ NATUREL

L'entreprise de transport de gaz naturel possède et exploite des installations et des pipelines de transport de gaz naturel en Alberta. Elle prend livraison du gaz naturel à partir de diverses installations de traitement et de différents points de raccordement avec d'autres réseaux de transport. Elle transporte ce gaz à l'intérieur de la province jusqu'à des utilisateurs finaux, comme des clients industriels et des services de distribution locaux, ou jusqu'à d'autres réseaux de pipelines, afin principalement qu'il soit exporté à l'extérieur de la province.

L'entreprise de transport de gaz naturel possède et exploite un vaste réseau de transport du gaz naturel. Le réseau compte actuellement environ 9 100 km de pipelines, 11 installations de compression, environ 3 600 points de réception et de livraison et une installation de stockage de gaz naturel de pointe dans une caverne de sel située près de Fort Saskatchewan, en Alberta. Ce réseau comprend également 173 points de réception des producteurs, un raccordement au réseau d'Alliance Pipeline et un raccordement au réseau de Many Islands Pipelines. La capacité de livraison de pointe du réseau de transport de gaz naturel s'élève à 5,02 milliards de pieds cubes par jour.

Pipeline de gaz naturel non réglementé

L'entreprise de transport de gaz naturel exploite le pipeline de gaz naturel non réglementé de 116 km de Muskeg River, qui fournit des services de transport de gaz naturel aux termes d'une entente commerciale à long terme afin de répondre aux besoins des installations de la mine Muskeg River et d'autres installations dans la région de Fort McMurray. Le pipeline a été mis en service en juin 2002 aux termes d'une entente commerciale à long terme conclue avec Canadian Natural Upgrading Limited et d'autres expéditeurs participant à l'entente.

DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL À L'ÉCHELLE INTERNATIONALE

Les activités de l'entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale sont indiquées dans la carte ci-dessous.



L'entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale procure des services de distribution de gaz naturel en Australie-Occidentale et dessert environ 803 000 clients dans 18 collectivités, dont la région métropolitaine de Perth et ses environs, comme Geraldton, Bunbury, Busselton, Kalgoorlie, Harvey, Pinjarra, Brunswick Junction et Capel. L'entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale est la propriétaire d'environ 14 700 km de pipelines et d'infrastructures connexes dont elle assure l'exploitation. Elle distribue également du gaz de pétrole liquéfié (« GPL ») dans la collectivité d'Albany.

Le nombre moyen de clients desservis mensuellement par les entreprises de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale en 2023 et en 2022 est présenté dans le tableau ci-dessous.

	2023		2022	
	Nombre	%	Nombre	%
Clientèle résidentielle	788 255	98	777 011	98
Clientèle commerciale	14 627	2	14 369	2
Clientèle industrielle	175	—	177	—
Total	803 057	100	791 557	100

La quantité de gaz distribuée par l'entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale en 2023 et en 2022 figure ci-après.

	2023		2022	
	PJ	%	PJ	%
Clientèle résidentielle	10,4	37	10,4	37
Clientèle commerciale	3,6	13	3,5	13
Clientèle industrielle	14,4	50	13,8	50
Total	28,4	100	27,7	100

MÉLANGE D'HYDROGÈNE

En Australie, Canadian Utilities continue de faire progresser son travail au Centre d'innovation en énergie propre, un banc d'essai pour des solutions d'énergie hybrides faisant appel au gaz naturel, à la technologie solaire photovoltaïque, au stockage dans des batteries et à la production d'hydrogène. En 2020, à son important site de dépôt de Jandakot à Perth, en Australie-Occidentale, elle a testé avec succès le mélange de 10 pour cent d'hydrogène à ses stocks de gaz naturel. En 2021, Canadian Utilities a obtenu du gouvernement de l'Australie-Occidentale un financement par étapes de 2 M\$ pour procéder au mélange d'hydrogène pour 2 700 foyers à proximité du site de dépôt de Jandakot.

En 2022, Canadian Utilities a injecté avec succès un faible pourcentage d'hydrogène dans une partie des réseaux de distribution de gaz naturel pour environ 2 700 foyers de la ville de Cockburn. Canadian Utilities, en partenariat avec Fortescue Future Industries (« FFI »), a aussi construit la première station de ravitaillement en hydrogène d'Australie-Occidentale qui permettra à Fortescue, à Canadian Utilities et à des tiers comme la police d'Australie-Occidentale de soutenir leurs parcs de véhicules à piles à hydrogène pour des déplacements zéro-émission.

CADRES RÉGLEMENTAIRES

Le cadre réglementaire et les faits récents d'ordre réglementaire sont décrits à la rubrique « Performance des secteurs d'activité concernant ATCO Energy Systems » du rapport de gestion de Canadian Utilities et cette description est intégrée aux présentes par renvoi. Le rapport de gestion peut être consulté sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.



APERÇU

Les activités d'ATCO EnPower liées à la transition énergétique comprennent les centrales électriques alimentées à l'hydroélectricité, à l'énergie solaire, à l'énergie éolienne et au gaz naturel au Canada, en Australie, au Mexique et au Chili, ainsi que les services de stockage de gaz naturel et de liquides de gaz naturel (« LGN ») et de solutions d'infrastructures hydrauliques industrielles en Alberta. ATCO EnPower développe également ses activités liées aux combustibles propres comme l'hydrogène, et réalise des projets de captage du carbone et de stockage souterrain.

ATCO EnPower adopte une approche multidimensionnelle quant aux solutions de transition énergétique qui implique à la fois des technologies innovantes et des sources d'énergie à faibles émissions de carbone. Nous nous assurons d'offrir une infrastructure énergétique fiable, abordable et propre qui soutient les objectifs de décarbonisation de nos clients et de tirer parti de nos compétences et de nos actifs de base en Amérique et en Australie. ATCO EnPower continue d'explorer activement les possibles occasions qui viendront compléter notre portefeuille en pleine croissance et préconise l'adoption de politiques publiques permettant la transition énergétique. De plus, nous continuons d'optimiser et de stimuler la croissance de nos activités de stockage d'énergie. Le stockage est essentiel à la stabilité énergétique et favorise la fiabilité du réseau alors que le monde se tourne vers des sources d'énergie propre, qui sont toutefois plus intermittentes.

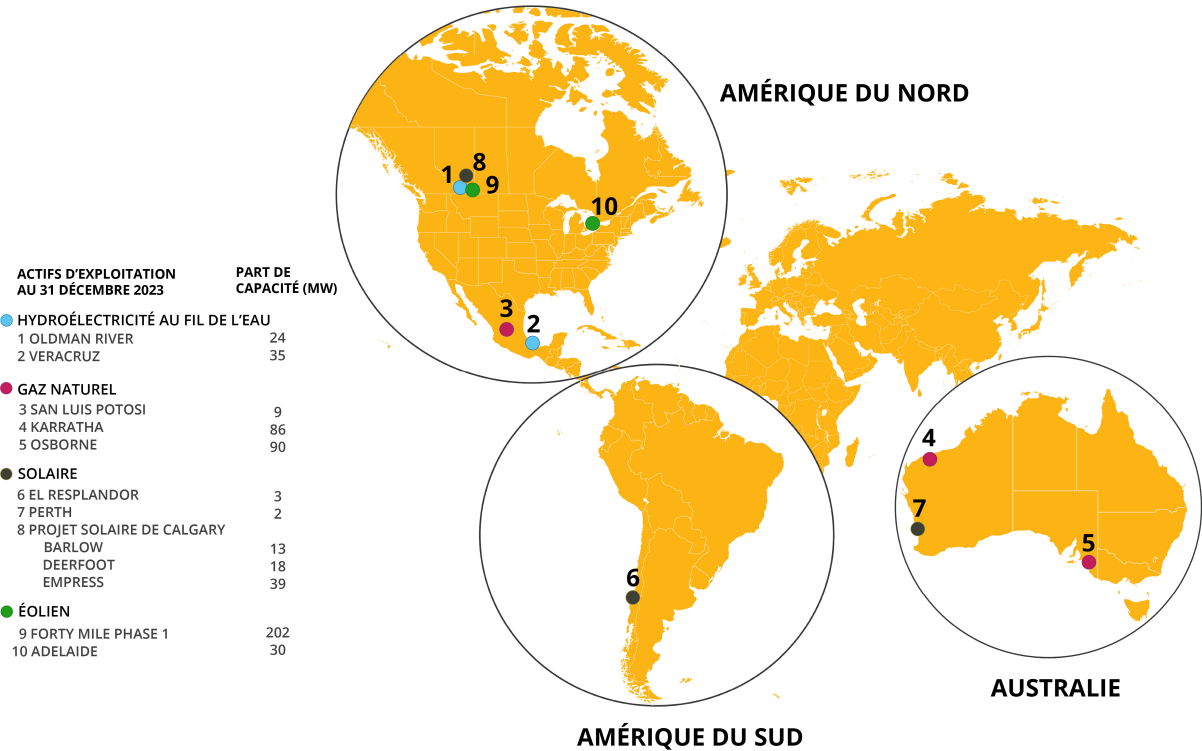
CONTEXTE CONCURRENTIEL

La pression politique et sociale visant la prise de mesures pour contrer les changements climatiques au moyen d'objectifs de décarbonisation et de la transition de l'énergie est à la source de la demande d'énergie propre générée essentiellement à partir d'énergies renouvelables et de combustibles propres. Les marchés de l'énergie miseront sur l'offre d'énergie ferme, fiable et abordable à mesure qu'augmentera la part occupée par les énergies renouvelables et les combustibles propres, ce qui entraînera vraisemblablement de nouveaux investissements dans des solutions de stockage et d'équilibrage des réseaux pour en améliorer la fiabilité. Toutefois, le paysage concurrentiel dans lequel nous évoluons est en constante transformation à mesure que les visées financières et stratégiques des producteurs d'énergies traditionnelles s'orientent vers les énergies renouvelables et les combustibles propres dans le cadre de la transition énergétique à l'échelle mondiale.

Les installations de stockage de gaz naturel d'ATCO EnPower sont exposées à des risques relatifs aux différentiels de prix liés au stockage, et notre entreprise d'énergie renouvelable, aux risques liés aux marchés de l'électricité. Par ailleurs, nos pairs forment un groupe diversifié, notamment de petits fournisseurs d'électricité indépendants, de grandes entreprises de services publics, de sociétés d'investissement privé, de fonds d'investissement public et de sociétés d'énergies traditionnelles. Nous cherchons des occasions de conclure des accords d'écoulement à long terme avec des contreparties de grande qualité afin de soutenir nos nouveaux projets d'aménagement et d'assurer une stabilité accrue.

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Au 31 décembre 2023, l'entreprise de production d'électricité était propriétaire de centrales électriques non réglementées en exploitation d'une capacité de production de 551 MW au Canada, au Mexique, en Australie et au Chili.



PRODUCTION RENOUVELABLE

Actif	Lieu	Type	Année d'entrée en activité	Total de la capacité de MW ¹⁾	Participation (%)	Part de capacité (MW)	Total des MW dans les contrats/capacité offerte sur le marché	Date d'expiration du contrat
Phase 1 – Forty Mile ²⁾	Bow Island, Alberta, Canada	Éolien	2022	202	100	202	150 MW visés par un contrat (Microsoft); capacité offerte sur le marché de 52 MW	2038
Adelaide	Strathroy, Ontario, Canada	Éolien	2015	40	75	30	40 MW visés par un contrat (Office de l'électricité de l'Ontario)	2035
Barlow	Calgary (Alberta) Canada	Solaire	2023	27	49	13	Capacité offerte sur le marché de 27 MW	s. o.
Deerfoot	Calgary (Alberta) Canada	Solaire	2023	37	49	18	37 MW visés par un contrat (Microsoft)	2038
Empress	Empress, Alberta, Canada	Solaire	2023	39	100	39	39 MW visés par un contrat (Lafarge Canada)	2036
Source Solar	Perth & Australind, Australie	Solaire	Divers	2	100	2	Capacité offerte sur le marché de 2 MW	s. o.
El Resplandor	Cabrero, Chili	Solaire photo-voltaïque	2020	3	95	2,85	Capacité offerte sur le marché de 3 MW	s. o.
Oldman River	Pincher Creek, Alberta, Canada	Hydro-électricité	2003	32	75	24	Capacité offerte sur le marché de 24 MW	s. o.
Electricidad del Golfo	Veracruz, Mexique	Hydro-électricité	2014	35	100	35	35 MW visés par des contrats (divers)	2028
Total des énergies renouvelables				417		366		

1) Capacité nominale.

2) Les travaux de modernisation qui auront lieu en 2024 devraient faire passer la capacité de production de la centrale éolienne Forty Mile de 202 MW à 225 MW.

Éolien

En 2023, Canadian Utilities a acheté un portefeuille d'actifs en énergies renouvelables, qui comprend le projet de parc éolien Forty Mile d'une capacité de 202 MW en Alberta et une participation majoritaire dans le parc éolien de 40 MW d'Adelaide en Ontario. ATCO EnPower travaille activement au développement de projets de parcs éoliens afin d'augmenter sa capacité de 825 MW.

Phase 1 du projet de parc éolien Forty Mile

Situé dans le comté de Forty Mile dans le sud-est de l'Alberta, ce projet de 202 MW est entré en exploitation en décembre 2022. Parallèlement à cette transaction, Canadian Utilities a conclu une nouvelle entente d'achat d'énergie (« EAE ») renouvelable de 15 ans avec Microsoft Corporation. Selon les modalités du contrat, Microsoft achètera 150 MW d'énergie renouvelable générée par la phase 1 du projet de parc éolien Forty Mile.

Parc éolien d'Adelaide

Le parc éolien d'Adelaide, détenu conjointement avec la Première Nation Aamjiwnaang et situé près de Strathroy, dans la municipalité d'Adelaide Metcalfe, en Ontario, produit 40 MW d'énergie et est visé par une EAE à long terme avec l'Office de l'électricité de l'Ontario.

Solaire

En 2021, Canadian Utilities a fait l'acquisition des droits d'aménagement prévoyant la construction de trois projets solaires : les projets Deerfoot et Barlow à Calgary, en Alberta, et le projet solaire d'Empress, près d'Empress, en Alberta. ATCO EnPower travaille aussi au développement de projets de parcs solaires afin d'augmenter sa capacité de 340 MW.

Projets solaires Deerfoot et Barlow

Les projets solaires Deerfoot et Barlow constituent les plus importantes installations solaires urbaines de l'Ouest canadien, avec 175 000 panneaux solaires au total. Situés dans la ville de Calgary, en Alberta, et détenus conjointement avec les Premières Nations Chiniki et Goodstoney, ces projets produisent 37 MW et 27 MW d'énergie, respectivement, et sont visés par une EAE de 15 ans avec Microsoft Corporation, qui achètera l'ensemble de l'énergie renouvelable produite par le projet Deerfoot. Les deux projets d'énergie solaire ont été mis en exploitation commerciale en 2023.

Les Premières Nations Chiniki et Goodstoney sont désormais les propriétaires majoritaires, détenant une participation de 51 pour cent dans les installations depuis septembre 2023.

Projet solaire d'Empress

Le projet solaire d'Empress couvre 280 acres au sud du village d'Empress, en Alberta. Sa capacité de production est de 39 MW et il est visé par une EAE virtuelle de 12,5 ans concernant la production solaire avec Lafarge Canada Inc. (Lafarge). En vertu de cette entente, la cimenterie Lafarge à Exshaw reçoit en principe 100 pour cent l'énergie produite grâce au projet solaire d'Empress. Le site a atteint sa pleine exploitation commerciale en 2023.

Projet solaire Source en Australie

En juillet 2018, Canadian Utilities a acquis Source Energy Co. (« Source »), une entreprise de détail d'Australie-Occidentale spécialisée dans la gestion des besoins en énergie d'immeubles d'appartements à densité élevée au moyen de la combinaison de panneaux solaires installés sur les toits et d'énergie provenant du réseau électrique, le tout géré par une technologie de compteurs intelligents. Source offre à ses clients des conseils sur les façons d'économiser argent et énergie grâce à des solutions énergétiques durables. En 2023, Source a produit une capacité d'énergie solaire d'environ 2 MW.

Centrale de production d'énergie solaire El Resplandor au Chili

En 2019, Canadian Utilities a formé un partenariat avec Impulso Capital, un promoteur chilien, en vue de construire et d'exploiter le projet d'énergie solaire El Resplandor. Ce projet, situé à Cabrero, au Chili, approvisionne le réseau électrique chilien en énergie solaire.

Hydroélectricité

Centrale hydroélectrique d'Oldman River

La centrale hydroélectrique d'Oldman River est un projet au fil de l'eau de 32 MW dans le sud de l'Alberta mis en service en 2003. Cette centrale est détenue conjointement par Canadian Utilities et la nation Piikani.

Centrale hydroélectrique Electricidad del Golfo

Canadian Utilities est propriétaire d'Electricidad del Golfo, centrale hydroélectrique d'une capacité de 35 MW sous contrat à long terme située dans l'État du Veracruz, au Mexique. L'électricité produite à la centrale fournit de l'énergie renouvelable à plus de 200 dépanneurs.

AUTRES SOURCES DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Actif	Lieu	Type	Année d'entrée en activité	Total de la capacité de MW ¹⁾	Participation (%)	Part de capacité (MW)	Total des MW dans les contrats/capacité offerte sur le marché	Date d'expiration du contrat
Production décentralisée	San Luis Potosí, Mexique	Centrale au gaz	2016	11	79	9	11 MW visés par des contrats (divers)	2027
Karratha	Pilbara, Australie	Centrale au gaz à cycle ouvert	2010	86	100	86	86 MW visés par un contrat (Horizon Power)	2030
Osborne	Adelaïde, Australie	Centrale au gaz à cycle combiné	1998	180	50	90	180 MW visés par un contrat (Origin Electricity ²⁾)	2026
Total des autres sources				277		185		

1) Capacité nominale.

2) Origin Electricity désigne Origin Energy Electricity Limited.

Production décentralisée au Mexique

Canadian Utilities et son partenaire mexicain, Industrial Proximity Services, sont propriétaires d'une centrale de production décentralisée d'une capacité de 11 MW située dans le parc industriel World Trade Centre à San Luis Potosí, au Mexique. Le projet fournit de l'électricité sur place par l'intermédiaire de contrats flexibles et personnalisés permettant de répondre aux besoins d'exploitation de la clientèle du parc industriel, qui s'étend sur 700 hectares.

Production en Australie

Canadian Utilities possède et exploite actuellement deux centrales électriques alimentées au gaz naturel : la centrale de Karratha, dans la région de Pilbara, en Australie-Occidentale et la centrale d'Osborne, à Adélaïde, en Australie-Méridionale. Ces centrales génèrent ensemble 266 MW d'électricité et alimentent en électricité des milliers de clients des secteurs public, résidentiel, industriel et commercial.

Centrale électrique de Karratha

Mise en service en 2010, la centrale électrique de 86 MW de Karratha est une infrastructure énergétique essentielle et une installation fiable de production d'électricité régulière du réseau interconnecté du nord-ouest de la région riche en ressources de Pilbara, en Australie-Occidentale. La centrale fournit de l'électricité aux services publics d'électricité régionaux appartenant à l'État, Horizon Power, aux termes d'un contrat ferme d'achat d'électricité de 20 ans. La centrale comporte deux turbines à gaz naturel à combustion sèche à faibles émissions et à cycle ouvert ainsi qu'une troisième turbine à gaz de rechange.

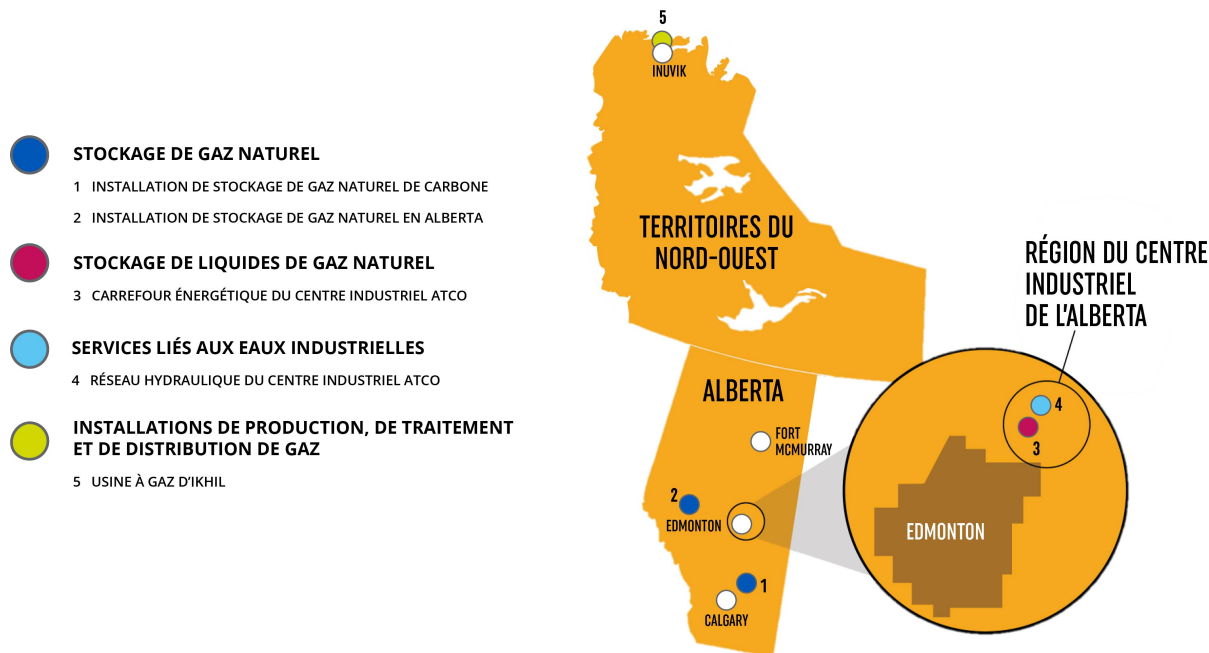
Osborne

Depuis le début de son exploitation commerciale, le 7 décembre 1998, la centrale d'Osborne est une coentreprise détenue à parts égales par ATCO Power Australia et Origin Energy Limited (« Origin Energy »). Cette centrale de 180 MW, exploitée par ATCO Power Australia, est située près d'Adélaïde, en Australie-Méridionale, et est conçue pour être exploitée tant en cogénération qu'en cycle combiné. Avant juillet 2015, la centrale d'Osborne vendait sa production d'électricité à Origin Electricity aux termes d'une EAE à long terme (20 ans). En juillet 2015, l'EAE a été remplacée par un contrat d'achat ferme aux termes duquel Origin Electricity (à titre d'acheteur d'électricité) fournit le gaz naturel à ses frais et, en échange, utilise la centrale afin d'en tirer la production d'électricité dont elle a besoin.

En 2018, Canadian Utilities a négocié une prolongation de cinq ans de l'EAE conclue avec Origin Electricity visant la centrale d'Osborne, soit jusqu'au 31 décembre 2023. Le 3 février 2023, Canadian Utilities a prolongé l'EAE pour une période de trois ans, avec l'option de la prolonger d'une année supplémentaire. Les modalités de la prolongation sont similaires à celles du contrat sur la tarification actuel, mais elles sont plus flexibles et donnent une plus grande capacité de répartition au client.

STOCKAGE ET INFRASTRUCTURES HYDRAULIQUES INDUSTRIELLES

L'entreprise de stockage et d'infrastructures hydrauliques industrielles est le constructeur, le propriétaire et l'exploitant d'infrastructures hydrauliques industrielles non réglementées ainsi que d'infrastructures non réglementées liées au stockage de gaz naturel, au stockage de LGN et au gaz naturel qui desservent le secteur intermédiaire et pétrochimique de l'industrie de l'énergie de l'Ouest canadien. Elle possède également une participation d'un tiers dans un réseau de distribution réglementé de gaz naturel qu'elle exploite dans les Territoires du Nord-Ouest.



STOCKAGE DU GAZ NATUREL

L'entreprise de stockage et d'infrastructures hydrauliques industrielles procure des services de stockage de gaz naturel adaptés aux besoins précis de la clientèle. Les services peuvent être journaliers ou porter sur plusieurs années et sont offerts à des établissements financiers, des sociétés de marketing, des exploitants de pipelines, des fournisseurs de ressources énergétiques au détail et des producteurs. L'entreprise de stockage et d'installations hydrauliques industrielles possède et exploite deux installations de stockage de gaz naturel situées près de Carbon et d'Edson en Alberta.

L'installation de stockage de gaz naturel de Carbon en Alberta est un réservoir de gaz naturel dont la capacité de stockage saisonnière est de 68 pétajoules. L'installation est reliée à de multiples réseaux de transport par pipelines et est en service depuis plus de 50 ans.

L'installation souterraine de stockage de gaz naturel du carrefour en Alberta, située près d'Edson dans cette province et d'une capacité d'environ 49 pétajoules, a été acquise en décembre 2021. Cette installation est reliée au réseau de NOVA Gas Transmission.

STOCKAGE DE LIQUIDES DE GAZ NATUREL

Le carrefour énergétique du centre industriel ATCO près de Fort Saskatchewan, en Alberta, comprend les actifs détenus en partenariat par ATCO Next Energy (participation de 60 pour cent) et Petrogas Energy Corp. (participation de 40 pour cent) axés sur le soutien de la clientèle au moyen d'infrastructures de stockage de liquides de gaz naturel et d'hydrocarbures et d'infrastructures connexes. L'installation se compose de 5 cavernes de stockage, qui ont une capacité de stockage combinée de 544 000 mètres cubes et qui sont exploitées dans le cadre de contrats à long terme. Les deux premières cavernes sont en service depuis le quatrième trimestre de 2016 et deux autres cavernes ont été mises en service au cours du deuxième trimestre de 2018. La cinquième caverne a été mise en service au cours du deuxième trimestre de 2022.

INFRASTRUCTURES HYDRAULIQUES INDUSTRIELLES

Grâce à notre réseau hydraulique industriel, le réseau hydraulique à utilisateurs multiples de l'entreprise de stockage et d'infrastructures hydrauliques industrielles est relié à la rivière Saskatchewan Nord. Nous offrons des services intégrés liés à l'eau, notamment des services de transport par pipeline, de stockage, de traitement, de recyclage et d'évacuation des eaux à plusieurs de nos clients industriels, y compris dans le cadre d'une entente commerciale à long terme avec Inter Pipeline Ltd., aux termes de laquelle elle fournit des services hydrauliques à l'usine intégrée de déshydrogénation du propane et de fabrication de polypropylène d'Inter Pipeline, aussi appelée complexe pétrochimique du centre industriel. Ce réseau hydraulique industriel fournit également l'eau nécessaire à la création de cavernes de sel destinées à nos installations de stockage de LGN dans la région. Ces infrastructures hydrauliques ont une capacité de 85 200 m³ par jour.

INSTALLATIONS DE PRODUCTION, DE TRAITEMENT ET DE DISTRIBUTION DE GAZ

L'entreprise de stockage et d'installations hydrauliques industrielles possède une participation hors exploitation de 33,3 pour cent dans une installation de production, de collecte et de traitement de gaz naturel, l'usine à gaz d'Ikhil.

PROJETS DE COMBUSTIBLES PROPRES

Canadian Utilities considère que le développement de combustibles propres est un aspect essentiel dans la décarbonisation réussie du système énergétique à long terme, et la société investit dans des projets qui élargissent la portée de son marché à mesure que les objectifs de transition énergétique mondiale continuent d'évoluer.

PROJET D'INSTALLATION DE PRODUCTION D'HYDROGÈNE DU CARREFOUR ÉNERGÉTIQUE DU CENTRE INDUSTRIEL

En mai 2021, Canadian Utilities a commencé à faire progresser la conception et l'ingénierie d'un projet potentiel d'hydrogène propre. La phase liée à la conception de base du projet est achevée, et Canadian Utilities prévoit approuver l'ingénierie de base en 2024 pour commencer à travailler en vue d'une décision d'investissement finale attendue à la mi-2025.

Canadian Utilities est toujours engagée dans le développement d'hydrogène au centre industriel de l'Alberta et poursuit l'avancement de ce projet. Ce dernier a un grand potentiel d'approvisionnement en hydrogène pour les marchés national et internationaux, y compris pour le réseau gazier ainsi que pour les utilisateurs industriels, municipaux et du transport commercial de l'Alberta. Canadian Utilities continue de travailler avec le soutien des gouvernements provincial et fédéral pour établir des politiques et des réglementations qui faciliteront les investissements dans le marché de l'hydrogène au Canada, et continue de collaborer avec d'autres parties afin de faire progresser le projet et d'assurer son succès commercial.

Collaboration avec 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. Les premiers stades du choix du site et de la construction ont commencé; la production et l'approvisionnement en hydrogène pour les locomotives seront mis en route en 2024.

Carrefour de séquestration du carbone Atlas (le « carrefour Atlas »)

Afin de soutenir la stratégie pour l'hydrogène de Canadian Utilities et le développement du carrefour énergétique de production d'hydrogène du centre industriel, ainsi que les ambitions de la province de l'Alberta en matière de séquestration du carbone, Canadian Utilities et son partenaire, Shell Canada Limited, travaillent au développement du carrefour de séquestration du carbone Atlas, dont l'emplacement proposé se situe à l'est d'Edmonton.

Le 31 mars 2022, le carrefour Atlas a été présélectionné aux fins d'évaluation par le gouvernement de l'Alberta. Les promoteurs ont été invités à travailler avec le gouvernement pour évaluer plus en détail la pertinence de chaque emplacement pour le stockage sécuritaire du carbone provenant des émissions industrielles. Si l'évaluation démontre que les projets proposés peuvent fournir un stockage permanent, les entreprises peuvent travailler avec le gouvernement à une concession pour séquestration de carbone leur donnant le droit d'injecter du dioxyde de carbone capté. Cette concession garantira également que les promoteurs fourniront à tous les émetteurs un libre accès au carrefour Atlas et une utilisation abordable de celui-ci. Canadian Utilities et son partenaire poursuivent l'aménagement du carrefour Atlas, et les décisions d'investissement finales devaient être prises en 2024.

DÉVELOPPEMENT DE L'HYDROGÈNE EN AUSTRALIE

ATCO Australia conclut un accord concernant une installation de production d'hydrogène

En octobre 2023, le gouvernement de l'Australie-Méridionale a annoncé la conclusion d'un accord de participation précoce de l'entrepreneur avec ATCO Australia et notre coentrepreneur BOC Linde pour le plan d'embauche dans le cadre du projet d'hydrogène de l'Australie-Méridionale, qui comprend une installation de production d'hydrogène de 250 MW, une installation de production d'électricité à base d'hydrogène de 200 MW et une installation de stockage d'hydrogène. L'accord comprend l'établissement d'un prix d'offre dans le contrat ainsi que la négociation des contrats d'ingénierie, d'approvisionnement, de construction et d'exploitation et d'entretien pour la réalisation et l'exploitation du projet. La phase de participation précoce de l'entrepreneur du projet devrait se terminer au deuxième trimestre de 2024.



APERÇU

Le secteur Siège social et autres activités de Canadian Utilities comprend les activités de vente au détail d'énergie et l'entreprise Rūmi par l'entremise d'ATCOenergy, qui fournit des services liés à l'électricité et au gaz naturel, des articles pour la maison, des services d'entretien et des services-conseils pour les propriétaires d'habitations aux clients de détails 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.

VENTE AU DÉTAIL D'ÉNERGIE

ATCOenergy, au quatrième rang des vendeurs au détail d'énergie de la province de l'Alberta, offre des programmes d'électricité et de gaz naturel à des clients résidentiels et commerciaux. À la fin de 2023, ATCOenergy desservait un total de 308 000 emplacements sur le marché résidentiel, soit 170 000 en électricité et 138 000 en gaz.

ATCOenergy exerce ses activités sur le marché non réglementé de l'Alberta. Pour se démarquer des autres détaillants, ATCOenergy s'efforce de proposer des programmes énergétiques distinctifs à des prix concurrentiels, tout en offrant un service à la clientèle exceptionnel à partir de son centre d'appel interne situé en Alberta et en proposant des options de libre-service numériques comme le paiement en ligne, le clavardage et la gestion de compte.

RÜMI

Rūmi est un fournisseur de solutions pour les propriétaires d'habitations et d'entreprises, offrant des services d'entretien d'habitation, des plans de protection du système d'habitation et des conseils professionnels aux propriétaires d'habitations. Rūmi propose actuellement environ 80 services dans les villes d'Edmonton et de Calgary, et environ 35 services dans les villes de Lethbridge, de Red Deer et de Grande Prairie, toutes en Alberta. Les plans de protection du système d'habitation de Rūmi, offerts partout en Alberta, consistent en un programme par abonnement mensuel visant à protéger les appareils électroménagers et les systèmes d'habitation des clients en cas de panne soudaine.

HISTORIQUE DES TROIS DERNIERS EXERCICES

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

SOMMAIRE DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

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

Produits des activités ordinaires ¹⁾	2023		2022		2021	
	(en millions de dollars)	%	(en millions de dollars)	%	(en millions de dollars)	%
ATCO Energy Systems	3 174	83	3 384	83	3 041	86
ATCO EnPower	362	10	312	8	209	6
Siège social et autres activités	387	10	477	12	351	10
Éliminations intersectorielles	(127)	(3)	(125)	(3)	(86)	(2)
Total	3 796	100	4 048	100	3 515	100

1) Les données qui précèdent sont tirées de la note 3 (« Informations sectorielles ») des états financiers consolidés de 2023 préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »). La monnaie de présentation est le dollar canadien.

ATCO ENERGY SYSTEMS

Les produits des activités ordinaires et le résultat d'ATCO Energy Systems sont tributaires des investissements en capital. Les dépenses en immobilisations sont le principal facteur de croissance de la base de tarification. La croissance de la base de tarification est le principal facteur de croissance des produits des activités ordinaires et du résultat. ATCO Energy Systems a investi plus de 3,4 G\$ en capital depuis 2021.

Plusieurs décisions d'ordre réglementaire prises au cours des trois dernières années ont eu une incidence sur les produits des activités ordinaires d'ATCO Energy Systems. En 2022, la hausse des produits des activités ordinaires des entreprises de distribution d'électricité et de gaz naturel a découlé 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. Les produits des activités ordinaires de 2023 ont diminué, surtout en raison des économies de coûts réalisées par les entreprises de distribution d'électricité et de gaz naturel pendant la durée de la deuxième génération de la réglementation fondée sur le rendement, qui sont dorénavant transférées aux clients en vertu du cadre de révision du coût des services de 2023, ainsi que du règlement de la demande de report pour les exercices de 2018 à 2021 et du règlement de la demande générale de hausse tarifaire pour 2023 à 2025 de l'entreprise de transport d'électricité, qui tiennent compte de la cessation du recouvrement ainsi que du remboursement d'impôts différés fédéraux perçus antérieurement.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Les dépenses en immobilisations totales des entreprises de services publics réglementées au cours des trois derniers exercices sont indiquées dans le tableau suivant.

(en millions de dollars)	Total	Exercices clos les 31 décembre		
		2023	2022	2021
Distribution d'électricité	903	391	282	230
Transport d'électricité	643	239	284	120
Distribution de gaz naturel	978	355	329	294
Transport de gaz naturel	650	145	143	362
Distribution de gaz naturel à l'échelle internationale	273	83	99	91
Total	3 447	1 213	1 137	1 097

DISTRIBUTION ET TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Les dépenses en immobilisations pour les infrastructures des entreprises de services publics de l'Alberta au cours des trois derniers exercices ont été affectées notamment au remplacement d'infrastructures vieillissantes, à la modernisation du réseau, au branchement de nouveaux clients et à des projets de remplacement du diesel.

ACTIVITÉS LIÉES À L'ÉLECTRICITÉ À L'ÉCHELLE INTERNATIONALE

Le 22 juin 2020, LUMA Energy, une entreprise détenue à 50 pour cent par Canadian Utilities et à 50 pour cent par Quanta Services, Inc., a été choisie par le P3A pour transformer, moderniser et exploiter le réseau de transport et de distribution d'électricité de 30 000 km de Porto Rico pour une période de 15 ans suivant une période de transition d'un an, tel qu'il est prévu dans le contrat d'exploitation et d'entretien. La période de transition a commencé au deuxième trimestre de 2020.

Après la période de transition, le 1^{er} juin 2021, LUMA Energy a pris en charge les activités aux termes d'une convention supplémentaire, car la Puerto Rico Electric Power Authority (« PREPA ») demeure en faillite. LUMA Energy poursuit ses activités aux termes d'une convention complémentaire, qui a été prolongée le 30 novembre 2022 et qui se poursuivra jusqu'à ce que la faillite de la PREPA ait été réglée. Cette convention permet à LUMA Energy de percevoir une redevance fixe annualisée équivalant à 115 M\$ US indexés à l'inflation. Après le règlement de la procédure de faillite de la PREPA, LUMA Energy passera à la première année du contrat d'exploitation et d'entretien au cours de laquelle elle recevra une rémunération fixe et la possibilité de recevoir une rémunération incitative supplémentaire en fonction de la performance.

DISTRIBUTION ET TRANSPORT DE GAZ NATUREL

Les dépenses en immobilisations au chapitre de la distribution et du transport de gaz naturel au cours des trois derniers exercices ont été axées sur le remplacement d'infrastructures vieillissantes, sur la connexion de nouveaux clients, sur les programmes de remplacement des pipelines urbains et des conduites principales, et sur l'aide à la conversion de centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz naturel.

Programme de remplacement des pipelines urbains (« RPU »)

Dans le cadre du programme RPU, des pipelines à haute pression d'une longueur de 140 km ont été installés dans le corridor de transport de services publics de Calgary et d'Edmonton pour des raisons de sécurité, de fiabilité et de croissance future. De plus, des pipelines d'une longueur de 200 km ont été transférés de l'entreprise de transport de gaz naturel à l'entreprise de distribution de gaz naturel, et des pipelines d'une longueur de 110 km ont été abandonnés. Les entreprises de distribution et de transport de gaz naturel ont investi plus de 900 M\$ sur la durée du programme RPU, dont toutes les composantes majeures ont été achevées en 2022. Le nettoyage final et la clôture du projet ont été effectués en 2023.

Programme de remplacement des conduites principales

L'entreprise de distribution de gaz naturel compte deux programmes de remplacement des conduites, qui ont été approuvés en 2011, soit le programme de remplacement des conduites de plastique et le programme de remplacement des conduites en acier. Le remplacement des conduites de plastique comprend 8 000 km de conduites de polychlorure de vinyle, ou PVC, et de polyéthylène de première génération à remplacer. L'entreprise de distribution de gaz naturel a remplacé 2 407 km de conduites de PVC et de polyéthylène depuis l'approbation du programme. Le remplacement des conduites en acier comprend 9 000 km de conduites en acier qui sont sous surveillance et dont le remplacement est constamment évalué en fonction de l'historique de rendement. L'entreprise de distribution de gaz naturel a remplacé 365 km de conduites en acier depuis l'approbation du programme.

Pipeline Pioneer

La transaction visant l'acquisition du pipeline Pioneer de 131 km auprès de Tidewater Midstream & Infrastructure Ltd. et de son partenaire TransAlta Corporation moyennant un prix d'achat de 265 M\$ a été conclue en 2021. Conformément à l'entente d'intégration délimitant les différentes zones, l'entreprise de transport de gaz naturel a transféré à Nova Gas Transmission Ltd. (« NGTL ») le tronçon de 30 km du pipeline situé dans la zone de service de NGTL. Le transfert du tronçon du pipeline à NGTL a été approuvé par la Régie de l'énergie du Canada le 22 décembre 2021 et, le 25 février 2022, l'entreprise de transport de gaz naturel a transféré à NGTL le tronçon de 30 km du pipeline situé dans la zone de service de NGTL pour 63 M\$.

DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL À L'ÉCHELLE INTERNATIONALE

Au cours des trois derniers exercices, l'entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale a poursuivi son programme de remplacement de conduites principales en fin de vie et de dépenses en immobilisations à des fins de croissance pour son réseau de distribution dans le cadre des travaux établis et approuvés aux termes de l'entente d'accès. Au cours de la même période, les dépenses en immobilisations comprenaient le déplacement de pipelines à la demande du gouvernement de l'Australie-Occidentale. Ces déplacements sont attribuables à d'importants programmes de développement des infrastructures et sont entièrement financés par le gouvernement.

ATCO ENPOWER

Les produits des activités ordinaires d'ATCO EnPower ont augmenté de façon constante depuis les 3 dernières années en raison de l'acquisition du carrefour en Alberta en 2021, de l'agrandissement des installations de stockage de gaz naturel de Carbon en 2022 et des actifs d'énergie renouvelable acquis et mis en service en 2023.

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Acquisition des projets d'aménagement solaire de Calgary

En septembre 2021, Canadian Utilities a annoncé qu'elle avait fait l'acquisition des droits d'aménagement prévoyant la construction de deux projets solaires : les projets Deerfoot et Barlow à Calgary, en Alberta, d'une capacité cumulée de 64 MW. En mars 2022, Canadian Utilities a conclu une entente d'achat d'énergie de 15 ans avec Microsoft Corporation. Selon les modalités du contrat, Microsoft achètera toute l'énergie renouvelable produite par le projet Deerfoot. L'exploitation commerciale du projet Barlow, de 27 MW, et du projet Deerfoot, de 37 MW, a été lancée au deuxième et au troisième trimestre de 2023, respectivement.

En septembre 2023, les Premières Nations Chiniki et Goodstoney ainsi que Canadian Utilities ont annoncé un accord de partenariat dans le cadre des projets solaires Deerfoot et Barlow, soit les plus importantes installations solaires en centre urbain de l'Ouest canadien. Selon les modalités de l'accord, les Premières Nations Chiniki et Goodstoney sont désormais les propriétaires majoritaires, détenant une participation de 51 pour cent dans les installations.

Acquisition du projet d'aménagement solaire d'Empress

En septembre 2021, Canadian Utilities a annoncé qu'elle avait acquis les droits pour le projet solaire d'Empress, une centrale solaire de 39 MW en cours d'aménagement près d'Empress, en Alberta.

En septembre 2023, Canadian Utilities a conclu une EAE virtuelle de 12,5 ans avec Lafarge. Selon les modalités de l'entente, la cimenterie Lafarge à Exshaw achètera en principe 100 pour cent de l'énergie solaire produite par le projet d'énergie solaire Empress de 39 MW. Le projet solaire d'Empress a été entièrement mis en exploitation commerciale au quatrième trimestre de 2023.

Acquisition d'un portefeuille en énergie renouvelable

Au début de 2023, Canadian Utilities a conclu l'acquisition d'actifs en énergie renouvelable auprès de Suncor Énergie Inc. moyennant un prix d'achat de 691 M\$, déduction faite de la trésorerie acquise et de l'ajustement du fonds de roulement. L'acquisition comprend une participation majoritaire dans le parc éolien de 40 MW d'Adelaide en Ontario, le parc éolien Forty Mile d'une capacité de 202 MW en Alberta et des projets de développement éoliens et solaires d'une capacité de plus de 1 500 MW à différents stades d'avancement, dont plusieurs sont rendus au dernier stade.

Parallèlement à cette transaction, Canadian Utilities a conclu un contrat d'achat d'énergie renouvelable de 15 ans avec Microsoft, qui entre en vigueur le 1^{er} juillet 2023. Selon les modalités du contrat, Microsoft achètera 150 MW d'énergie renouvelable générée par la phase 1 du parc éolien Forty Mile de Canadian Utilities, en Alberta. La prise en charge du parc éolien d'Adelaide est également visée par une EAE à long terme avec l'Office de l'électricité de l'Ontario venant à échéance en janvier 2035.

Production d'électricité à l'échelle internationale

Centrale de cogénération La Laguna, au Mexique

En mars 2018, Canadian Utilities a conclu un accord commercial avec Chemours en vue de construire une installation de cogénération de 26 MW, appelée centrale de cogénération La Laguna, sur le site de l'usine de produits chimiques Chemours Company Mexicana S. de R.L. de C.V., à proximité de Gómez Palacio, au Mexique. Conçue en partenariat avec RANMAN Energy, la centrale de cogénération La Laguna devait fournir de l'électricité et du chauffage moyennant de faibles émissions de carbone et de manière économiquement efficace dans le cadre d'un contrat à long terme. En février 2021, en raison de retards continus dans la délivrance des permis de construction, Canadian Utilities et Chemours ont résilié le contrat visant la centrale de cogénération La Laguna. Canadian Utilities a depuis recouvré les coûts engagés dans le cadre du projet.

STOCKAGE ET INFRASTRUCTURES HYDRAULIQUES INDUSTRIELLES

Stockage de gaz naturel – Acquisition de l'installation de stockage de gaz naturel du carrefour en Alberta

En décembre 2021, Canadian Utilities a fait l'acquisition d'une participation de 100 pour cent dans l'installation souterraine de stockage de gaz naturel du carrefour en Alberta, près d'Edson. L'acquisition, dont la contrepartie totale s'élevait à 135 M\$, soit 84 M\$ en trésorerie déduction faite de la trésorerie acquise de 51 M\$, est présentée dans le secteur ATCO EnPower. Cette installation de stockage de gaz naturel du carrefour en Alberta, dont la capacité est d'environ 49 pétajoules, est reliée au réseau de NOVA Gas Transmission. En complément de notre installation de stockage de gaz naturel existante à Carbon, en Alberta, l'installation offre des solutions de stockage personnalisées adaptées aux besoins des clients d'ATCO EnPower.

Transactions immobilières commerciales

En mai 2021, ATCO Land and Development a acquis dans le comté de Strathcona, en Alberta, des terrains de 1 250 acres adjacents au carrefour énergétique du centre industriel ATCO à l'appui des besoins fonciers des initiatives de transition énergétique d'ATCO dans la région et a par la suite transféré les terrains à une société liée qui se charge de l'aménagement du projet.

SIÈGE SOCIAL ET AUTRES ACTIVITÉS

NOMINATION À UN POSTE DE DIRECTION

Avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2023, Wayne Stensby a été nommé chef de l'exploitation d'ATCO Energy Systems, nouvelle marque de notre entreprise de services publics liés à l'électricité et au gaz, qui chapeaute aussi notre participation dans LUMA Energy; et Bob Myles a été nommé chef de l'exploitation d'ATCO EnPower, nouvelle marque de notre entreprise énergétique non réglementée, y compris pour les secteurs de l'énergie renouvelable, des combustibles propres et du stockage d'énergie.

Avec prise d'effet le 1^{er} octobre 2023, John Ivulich a été nommé chef de la direction et président d'ATCO Australia, qui regroupe nos entreprises réglementées et non réglementées d'énergies renouvelables, d'électricité et de combustibles propres en Australie.

Le 19 janvier 2024, la société a annoncé le départ à la retraite de Brian P. Shkrobot, vice-président directeur et chef des finances, avec prise d'effet le 1^{er} mars 2024. La société a annoncé au même moment que Katie Patrick, vice-présidente directrice et chef des finances et des placements d'ATCO, prendra plus de responsabilités et deviendra chef des finances de Canadian Utilities à partir du 1^{er} mars 2024, avec l'approbation du conseil d'administration de Canadian Utilities.

NOMINATIONS AU SEIN DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2021, Robert J. Hanf, c. r. a été nommé au conseil d'administration de Canadian Utilities Limited.

Avec prise d'effet le 3 mai 2023, Kelly C. Koss-Brix et Robert J. Routs ont été nommés au conseil d'administration de Canadian Utilities Limited.

DÉPART À LA RETRAITE AU SEIN DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

En 2022, Charles W. Wilson a quitté son poste au conseil d'administration de Canadian Utilities Limited et ne s'est pas présenté aux fins de réélection à l'assemblée annuelle et extraordinaire tenue le 4 mai 2022.

PARTICIPATION AU RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES

Le 13 janvier 2022, Canadian Utilities a rétabli son RRD à l'intention des porteurs d'actions de catégorie A et de catégorie B admissibles qui participent au régime. Le RRD avait été suspendu le 10 janvier 2019. Le RRD permet aux porteurs d'actions de catégorie A et de catégorie B admissibles de réinvestir la totalité ou une partie de leurs dividendes dans des actions de catégorie A sans droit de vote supplémentaires.

ACCORDS-CADRES DE SERVICES POUR LES TECHNOLOGIES DE L'INFORMATION (TI)

Au cours du quatrième trimestre de 2020 et du premier trimestre de 2021, Canadian Utilities a conclu des accords-cadres de services avec IBM Canada Ltd. (ultérieurement repris par Kyndryl Canada Ltd.) et avec IBM Australia Limited pour la prestation de services gérés de TI. Ces services étaient auparavant fournis par Wipro Ltd. (« Wipro ») aux termes

d'accords-cadres 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.

LANCEMENT DE RÜMI

Le 3 juin 2021, ATCOenergy a lancé Rumi, un fournisseur de solutions pour les propriétaires d'habitations et d'entreprises offrant des accessoires de style de vie, des services d'entretien et des services-conseils pour les propriétaires d'habitations. Rumi offre actuellement environ 80 services à Edmonton et à Calgary.

NOUVELLES MARQUES

En 2023, deux nouvelles marques ont été lancées : ATCO Energy Systems, qui est la nouvelle marque mondiale pour les services publics liés à l'électricité et au gaz, et ATCO EnPower, qui est la nouvelle marque mondiale pour les entreprises énergétiques non réglementées, y compris les secteurs de l'énergie renouvelable, des combustibles propres et du stockage d'énergie.

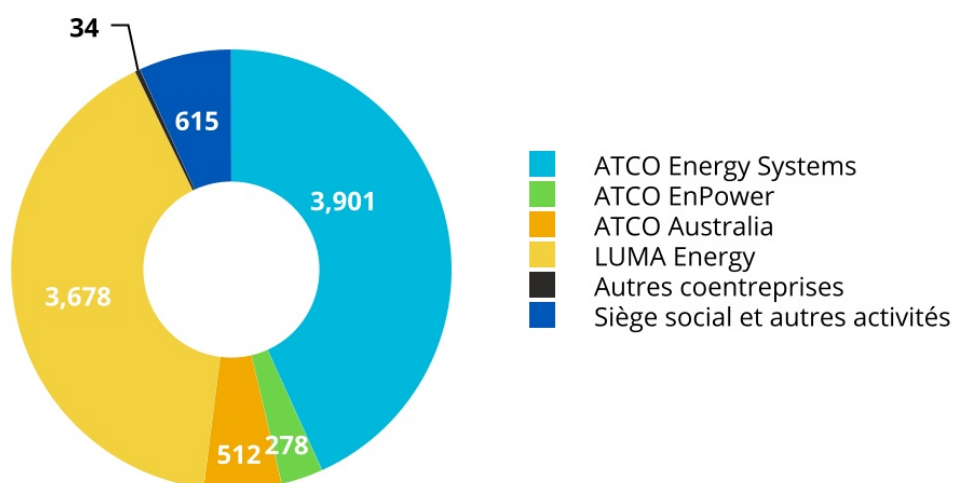
TRANSFERT DE BLUE FLAME KITCHEN

En 2023, la société a transféré Blue Flame Kitchen, son ancienne marque de services alimentaires au détail, de Canadian Utilities Limited vers ATCO Ltd. afin de procéder à une harmonisation stratégique avec Fresh Bites Inc., une société de services alimentaires acquise par ATCO.

RENSEIGNEMENTS SUR LES EMPLOYÉS

Au 31 décembre 2023, la société comptait 9 018 employés. Le graphique ci-dessous représente le nombre d'employés de la société dans chaque secteur, y compris les 3 712 employés de nos coentreprises (y compris LUMA Energy).

Nombre d'employés



COMPÉTENCES ET CONNAISSANCES SPÉCIALISÉES

Les investissements diversifiés de Canadian Utilities nécessitent que la société ait recours à un large éventail de talents pour continuer à exercer ses activités à des niveaux de calibre mondial. Chacun de nos secteurs d'activité est tenu de former et de maintenir en poste une main-d'œuvre qualifiée pour ses activités. De nombreux membres de notre personnel

possèdent des compétences et une formation spécialisées, et la société doit demeurer concurrentielle sur le marché pour ces travailleurs. Dans le cadre de notre stratégie de mobilisation et de gestion du personnel, nous croyons que nous devons investir dans notre personnel en favorisant et soutenant son perfectionnement. En outre, nous planifions chaque année la relève et le perfectionnement en mettant l'accent sur les rôles et les compétences essentiels et nous offrons des programmes de perfectionnement individuel et de leadership. De plus amples renseignements sur la rétention de la main-d'œuvre sont présentés à la rubrique « Risques commerciaux et gestion des risques » du rapport de gestion de 2023 de la société.

DURABILITÉ, CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

La durabilité, les changements climatiques et la transition énergétique sont décrits à la rubrique « Durabilité, changements climatiques et transition énergétique » du rapport de gestion de Canadian Utilities et cette description est intégrée aux présentes par renvoi. Le rapport de gestion peut être consulté sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca. Notre rapport sur la durabilité de 2023 d'ATCO sera publié en mai 2024.

RISQUES COMMERCIAUX ET GESTION DES RISQUES

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

DIVIDENDES

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

(en dollars canadiens par action)	Date d'émission	2023	2022	2021
Actions privilégiées de second rang de série				
Série V ¹⁾	3 oct. 1997	s. o.	s. o.	0,7456
Série Y ²⁾	21 sept. 2011	1,2990	1,0754	0,8508
Série AA	18 juin 2012	1,2250	1,2250	1,2250
Série BB	5 juill. 2012	1,2250	1,2250	1,2250
Série CC	19 mars 2013	1,1250	1,1250	1,1250
Série DD	15 mai 2013	1,1250	1,1250	1,1250
Série EE	7 août 2015	1,3125	1,3125	1,3125
Série FF	24 sept. 2015	1,1250	1,1250	1,1250
Série HH ³⁾	9 déc. 2021	1,1875	1,1574	s. o.
Actions de catégorie A et de catégorie B		1,7944	1,7768	1,7592

1) Les actions privilégiées de série V à 4,60 pour cent ont été rachetées en août 2021.

2) En juin 2022, le taux de dividende annuel des actions privilégiées de série Y a été rajusté à 5,196 pour cent.

3) Les actions privilégiées de série HH à 4,75 pour cent ont été émises en décembre 2021.

La société a pour pratique de verser des dividendes sur ses actions de catégorie A et de catégorie B chaque trimestre. La société a augmenté ses dividendes sur les actions ordinaires chaque année depuis 1972. Le 11 janvier 2024, le conseil d'administration a déclaré un dividende de 45,31 cents par action au premier trimestre. Les dividendes sont versés au gré du conseil d'administration, en fonction de notre situation financière et d'autres facteurs.

RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES

Le 13 janvier 2022, Canadian Utilities a rétabli son RRD à l'intention des porteurs d'actions de catégorie A et de catégorie B admissibles qui participent au régime. Le RRD avait été suspendu le 10 janvier 2019.

Le RRD permet aux porteurs d'actions de catégorie A et de catégorie B admissibles de réinvestir la totalité ou une partie de leurs dividendes dans des actions de catégorie A sans droit de vote supplémentaires.

Au cours de l'exercice 2023, Canadian Utilities a émis 828 033 actions de catégorie A aux termes du RRD, par suite du réinvestissement de dividendes de 27 M\$.

STRUCTURE DU CAPITAL

CAPITAL-ACTIONS

Le tableau suivant décrit la structure du capital-actions de la société au 27 février 2024.

Actions	Nombre d'actions autorisées	En cours
Actions privilégiées de série	150 000	–
Actions privilégiées de second rang de série	Illimitées	64 050 000
Actions de catégorie A	Illimitées	204 327 728
Actions de catégorie B	Illimitées	66 598 854

ENTENTE SUR UN PLAN D'ARRANGEMENT

Le 15 décembre 2023, la société a réalisé une proposition d'échange aux porteurs (les « porteurs ne détenant pas le contrôle ») d'actions de catégorie B autres qu'ATCO, que Sentgraf Enterprises Ltd. (« Sentgraf ») et que la fiducie au bénéfice de la conjointe Margaret E. Southern (la « fiducie MES »). L'entente a été conclue au moyen d'un plan d'arrangement en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. Conformément à l'entente, chaque action de catégorie B détenue par un porteur ne détenant pas le contrôle a été échangée contre 1,1 action de catégorie A de la société. Après la conclusion de l'entente, seuls ATCO, Sentgraf et la fiducie MES étaient encore des porteurs d'actions de catégorie B, et ces dernières ont été radiées de la Bourse de Toronto le 19 décembre 2023.

ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SÉRIE

Les actions privilégiées de série ont droit, en priorité sur les actions privilégiées de second rang de série et sur les actions de catégorie A et les actions de catégorie B, à des dividendes en trésorerie privilégiés cumulatifs fixes et, en cas de liquidation ou de dissolution de la société ou de toute autre distribution d'actifs de la société à ses actionnaires aux fins de liquider ses activités, au capital versé de ces actions et aux dividendes accumulés et non versés et, si cette mesure est volontaire, aux primes payables au rachat, le cas échéant.

Les actions privilégiées de série peuvent être rachetées moyennant un préavis de 30 jours et elles ne comprennent pas de droit de vote, sauf si la société omet de verser les dividendes sur ces actions pour une période de 18 mois. Dans un tel cas, les porteurs de toutes ces actions ont droit à une voix par action aux assemblées des actionnaires.

Les dispositions qui se rattachent aux actions privilégiées de série indiquent qu'aucune action ayant un rang inférieur aux actions privilégiées de série ne peut être rachetée à moins que tous les dividendes alors payables sur les actions privilégiées de série n'aient été déclarés et versés.

À l'heure actuelle, aucune action privilégiée de série n'est en circulation.

ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SECOND RANG DE SÉRIE

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

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

Les actions privilégiées de second rang de série suivantes sont actuellement en circulation :

	Valeur déclarée	Actions	Montant (en millions de dollars)
Actions privilégiées de second rang à dividende cumulatif rachetables			
Série Y, 5,196 %	25,00 \$	13 000 000	325
Série AA, 4,90 %	25,00 \$	6 000 000	150
Série BB, 4,90 %	25,00 \$	6 000 000	150
Série CC, 4,50 %	25,00 \$	7 000 000	175
Série DD, 4,50 %	25,00 \$	9 000 000	225
Série EE, 5,25 %	25,00 \$	5 000 000	125
Série FF, 4,50 %	25,00 \$	10 000 000	250
Série HH, 4,75 %	25,00 \$	8 050 000	201
			1 601

Actions privilégiées de série Y

La société pouvait racheter les actions privilégiées de série Y le 1^{er} juin 2017, et elle pourra les racheter le 1^{er} juin tous les cinq ans par la suite, en totalité ou en partie, à la valeur déclarée augmentée de tous les dividendes accumulés et non versés. Si les actions ne sont pas rachetées, les porteurs des actions peuvent choisir de convertir la totalité ou une partie de leurs actions privilégiées de série Y en un nombre égal d'actions privilégiées de second rang à dividende cumulatif rachetables de série Z le 1^{er} juin 2022 et le 1^{er} juin tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions privilégiées de série Z auront droit aux dividendes en trésorerie privilégiés cumulatifs à taux variable que déclarera le conseil d'administration et que la société versera trimestriellement et dont le taux correspondra au rendement des bons du Trésor à trois mois du gouvernement du Canada majoré de 2,40 pour cent. Le 1^{er} juin 2027 et le 1^{er} juin tous les cinq ans par la suite (la « date de conversion des actions de série Z »), les porteurs des actions privilégiées de série Z pourront choisir de reconverter la totalité ou une partie de leurs actions privilégiées de série Z en un nombre égal d'actions privilégiées de série Y. La société peut racheter les actions privilégiées de série Z, en totalité ou en partie, au prix de 25,00 \$ par action, à une date de conversion des actions de série Z ou au prix de 25,50 \$ par action à toute autre date. En juin 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, inclusivement, au 1^{er} juin 2027, exclusivement. Les dividendes fixes seront versés selon un taux de dividende annuel de 1,299 \$ par action, ou 5,196 pour cent par année, au moment où ils seront déclarés par le conseil d'administration de Canadian Utilities.

Actions privilégiées de série AA et de série BB

Les actions privilégiées de série AA et de série BB étaient rachetables, en totalité ou en partie, au gré de la société, à partir du 1^{er} septembre 2017, à la valeur déclarée plus une prime de 4 pour cent par action pour les 12 mois suivants ainsi que les dividendes accumulés et non versés. La prime de rachat diminuait de 1 pour cent à chaque période de 12 mois subséquente jusqu'au 1^{er} septembre 2021. Depuis le 1^{er} septembre 2021, les actions privilégiées de série AA et de série BB sont rachetables sans prime par action, plus les dividendes accumulés et non versés jusqu'à la date de rachat.

Actions privilégiées de série CC

Les actions privilégiées de série CC étaient rachetables, en totalité ou en partie, au gré de la société, à partir du 1^{er} juin 2018, à la valeur déclarée plus une prime de 4 pour cent par action pour les 12 mois suivants ainsi que les dividendes accumulés et non versés. La prime de rachat diminuait de 1 pour cent à chaque période de 12 mois subséquente jusqu'au 1^{er} juin 2022. Depuis le 1^{er} juin 2022, les actions privilégiées de série CC sont rachetables sans prime par action, plus les dividendes accumulés et non versés jusqu'à la date de rachat.

Actions privilégiées de série DD

Les actions privilégiées de série DD étaient rachetables, en totalité ou en partie, au gré de la société, à partir du 1^{er} septembre 2018, à la valeur déclarée plus une prime de 4 pour cent par action pour les 12 mois suivants ainsi que les dividendes accumulés et non versés. La prime de rachat diminuait de 1 pour cent à chaque période de 12 mois subséquente jusqu'au 1^{er} septembre 2022. Depuis le 1^{er} septembre 2022, les actions privilégiées de série DD sont rachetables sans prime par action, plus les dividendes accumulés et non versés jusqu'à la date de rachat.

Actions privilégiées de série EE

Les actions privilégiées de série EE sont rachetables, en totalité ou en partie, au gré de la société, à partir du 1^{er} septembre 2020, à la valeur déclarée plus une prime de 4 pour cent par action pour les 12 mois suivants ainsi que les

dividendes accumulés et non versés. La prime de rachat diminue de 1 pour cent à chaque période de 12 mois subséquente jusqu'au 1^{er} septembre 2024. Au 31 décembre 2022, les actions privilégiées de série EE sont devenues rachetables avec une prime de 2 pour cent par action plus les dividendes accumulés et non versés.

Actions privilégiées de série FF

La société peut racheter les actions privilégiées de série FF le 1^{er} décembre 2025 et le 1^{er} décembre tous les cinq ans par la suite, en totalité ou en partie, à la valeur déclarée plus tous les dividendes accumulés et non versés. Si les actions ne sont pas rachetées, les porteurs des actions peuvent choisir de convertir la totalité ou une partie de leurs actions privilégiées de série FF en un nombre égal d'actions privilégiées de second rang à dividende cumulatif rachetables de série GG le 1^{er} décembre 2025 et le 1^{er} décembre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions privilégiées de série GG auront droit aux dividendes en trésorerie privilégiés cumulatifs à taux variable trimestriels que déclarera le conseil d'administration et dont le taux correspondra au rendement des bons du Trésor à trois mois du gouvernement du Canada majoré de 3,69 pour cent, à condition que ce taux ne soit pas inférieur à 4,5 pour cent. Le 1^{er} décembre 2030 et le 1^{er} décembre tous les cinq ans par la suite, la société pourra racheter les actions privilégiées de série GG, en totalité ou en partie, à la valeur déclarée. À toute autre date, elle pourra les racheter, en totalité ou en partie, au prix de 25,50 \$ par action.

Actions privilégiées de série HH

Les actions privilégiées de série HH sont rachetables, en totalité ou en partie, au gré de la société, à partir du 1^{er} mars 2027, à la valeur déclarée plus une prime de 4 pour cent par action pour les 12 mois suivants ainsi que les dividendes accumulés et non versés. La prime de rachat diminue de 1 pour cent à chaque période de 12 mois subséquente jusqu'au 1^{er} mars 2030.

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 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 (à l'exclusion de toute action de catégorie B acquise à la conversion d'actions de catégorie A), les porteurs d'actions de catégorie A seraient en droit, pour la durée de l'offre, d'échanger leurs actions de catégorie A contre des actions de catégorie B et de remettre ces actions de catégorie B acquises conformément à l'offre publique d'achat. 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, 10 220 250 actions de catégorie A pouvaient être émises au 31 décembre 2023. 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.

RESTRICTIONS RELATIVES AUX DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES SUR LES ACTIONS PRIVILÉGIÉES

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

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 7 septembre 2023, nous avons lancé une offre publique de rachat dans le cours normal des activités afin de racheter un maximum de 2 018 434 actions de catégorie A en circulation. Cette offre prendra fin le 6 septembre 2024. Aucune action n'a été rachetée jusqu'à maintenant.

TITRES ENTIÈRES ET TITRES ASSUJETTIS À DES RESTRICTIONS CONTRACTUELLES RELATIVES À LA CESSION

En mai 2023, le régime d'incitatifs à moyen terme (« RIMT ») de la société a été résilié. Suivant la résiliation, la société a vendu la totalité des 440 554 actions de catégorie A qui étaient détenues en fiducie aux termes du RIMT pour un produit de 17 M\$. En juillet 2023, la fiducie du RIMT a été fermée.

À la suite de la résiliation du RIMT et la vente des actions de catégorie A détenues en fiducie aux termes du RIMT, il n'y a plus de titres de Canadian Utilities entiers, à la connaissance de la société, ou qui étaient assujettis à une restriction contractuelle à la libre cession au 31 décembre 2023.

TITRES DE CRÉANCE À LONG TERME

La société et ses filiales ont émis des débentures non garanties. Se reporter à la note 14 des états financiers consolidés de 2023 pour plus d'information sur les titres de créance à long terme émis et en circulation. Les débentures et les obligations subordonnées ne sont inscrites à la cote d'aucune bourse. Les états financiers consolidés peuvent être consultés sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.

FACILITÉS DE CRÉDIT

Au 31 décembre 2023, Canadian Utilities et ses filiales disposaient des facilités de crédit suivantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	Total	Utilisé	Disponible
Facilités engagées à long terme	2 388	689	1 699
Facilités engagées à court terme	316	316	–
Facilités non engagées	650	274	376
Total	3 354	1 279	2 075

Des facilités de crédit totales de 3 354 M\$, une tranche de 650 M\$ a trait à des facilités de crédit non engagées pour lesquelles aucune date d'échéance n'est fixée. Le solde de 2 704 M\$ a trait à des facilités de crédit engagées dont les dates d'échéance s'échelonnent entre 2024 et 2027, et pourraient être prorogées au gré des prêteurs.

Une tranche de 643 M\$ du montant de 1 279 M\$ prélevé sur les facilités de crédit se rapporte à ATCO Gas Australia. Les facilités de crédit engagées à long terme servent à répondre à tous les besoins d'ATCO Gas Australia en matière de financement par emprunt. La majeure partie du montant restant est liée au financement de l'acquisition du portefeuille d'énergie renouvelable d'ATCO EnPower et à l'émission de lettres de crédit. Se reporter à la note 22 des états financiers consolidés de 2023 pour plus d'information sur les facilités de crédit. Les états financiers consolidés peuvent être consultés sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.

NOTATIONS

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

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

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

Le tableau suivant présente les notations actuellement attribuées à Canadian Utilities, à CU Inc. et à ATCO Gas Australia Pty Ltd (« ATCO Gas Australia »).

	DBRS	Fitch
Canadian Utilities Limited		
Émetteur	A	A-
Titres de créance non garantis de premier rang	A	A-
Billets de trésorerie	R-1 (faible)	F2
Actions privilégiées	PFD-2	BBB
CU Inc.		
Émetteur	A (élevée)	A-
Titres de créance non garantis de premier rang	A (élevée)	A
Billets de trésorerie	R-1 (faible)	F2
Actions privilégiées	PFD-2 (élevée)	BBB+
S&P Global Ratings a attribué la notation d'émetteur et la notation de titres de créance non garantis de premier rang de BBB+, avec perspective stable, à ATCO Gas Australia ¹⁾ , une filiale de Canadian Utilities.		

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

Le 17 mars 2023, Fitch Ratings a confirmé la notation d'émetteur de crédit de « A- », avec perspective stable, attribuée à Canadian Utilities et à CU Inc.

Le 27 mars 2023, S&P Global Ratings a confirmé la notation d'émetteur de crédit attribuée à ATCO Gas Australia, filiale de Canadian Utilities, soit « BBB+ », avec perspective stable.

Le 12 juillet 2023, S&P Global Ratings a, à notre demande, retiré la notation d'émetteur à long terme de BBB+ et toutes les notations d'émetteur de titres de créance liées de Canadian Utilities ainsi que les notations d'émetteur de A- et toutes les notations d'émetteur de titres de créance liées de CU Inc. S&P continuera d'établir la notation des titres d'ATCO Gas Australia de manière distincte. Fitch et DBRS continueront d'établir la notation des titres de Canadian Utilities et de CU Inc.

Le 25 juillet 2023, DBRS Limited a confirmé la notation à long terme attribuée à CU Inc., filiale de Canadian Utilities, soit « A (élevée) », avec perspective stable.

Le 29 août 2023, DBRS Limited a confirmé la notation à long terme de la société, soit « A », avec des perspectives stables, attribuée à Canadian Utilities.

NOTATION DE L'ÉMETTEUR ET DES TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

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

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

La note « BBB » accordée par S&P à un émetteur représente la quatrième catégorie en importance sur 10 catégories. L'attribution d'une note « BBB » à une obligation indique que le titre comporte des paramètres de protection suffisants. Toutefois, des conditions économiques défavorables ou une évolution de la situation risquent de nuire à la capacité du débiteur de s'acquitter des obligations financières rattachées au titre. Les notes entre « AA » et « CCC » peuvent être modifiées par l'ajout d'un signe + ou – qui indique la position relative à l'intérieur des catégories d'évaluation.

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

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

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

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

NOTATION DES ACTIONS PRIVILÉGIÉES

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

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

MARCHÉ POUR LES TITRES DE LA SOCIÉTÉ

Les actions de catégorie A et les actions privilégiées de second rang à dividende cumulatif rachetables des séries Y, AA, BB, CC, DD, EE, FF et HH de la société sont inscrites à la Bourse de Toronto.

COURS ET VOLUME DES OPÉRATIONS

Dans le tableau suivant sont indiqués les cours extrêmes enregistrés pour les actions de la société négociées à la Bourse de Toronto en 2023 et le volume des opérations sur celles-ci, sous les symboles CU pour les actions de catégorie A, CU.PR.C pour les actions de série Y, CU.PR.D pour les actions de série AA, CU.PR.E pour les actions de série BB, CU.PR.F pour les actions de série CC, CU.PR.G pour les actions de série DD, CU.PR.H pour les actions de série EE, CU.PR.I pour les actions de série FF et CU.PR.J pour les actions de série HH.

ACTIONS DE CATÉGORIE A

2023	Actions de catégorie A		
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	38,60	36,43	11 566 388
Février	36,87	35,73	12 289 051
Mars	38,09	33,65	13 680 831
Avril	39,87	37,31	11 247 259
Mai	39,79	36,01	15 813 560
Juin	36,66	33,86	18 332 887
Juillet	34,45	32,76	13 722 940
Août	33,03	30,64	15 308 906
Septembre	32,49	28,59	8 601 700
Octobre	30,18	28,13	15 630 264
Novembre	31,88	28,98	12 913 261
Décembre	32,37	30,28	7 559 877

ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE DEUXIÈME RANG RACHETABLES À DIVIDENDE CUMULATIF

2023	Série Y			Série AA			Série BB		
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	21,00	19,24	100 173	21,71	19,32	227 432	21,60	19,22	22 714
Février	21,00	19,69	76 875	21,32	20,03	25 488	21,30	20,07	15 594
Mars	19,81	18,49	109 717	20,34	19,51	40 562	20,43	19,32	36 162
Avril	19,96	18,38	64 878	20,68	20,10	68 632	20,52	20,10	22 566
Mai	19,95	17,69	77 549	20,84	19,42	29 858	20,73	19,33	13 430
Juin	19,11	17,54	133 323	19,95	18,84	55 126	19,80	18,59	27 341
Juillet	18,86	17,00	272 647	18,99	18,29	77 012	18,75	18,12	66 593
Août	18,49	16,85	217 793	18,59	17,63	45 791	18,50	17,68	48 654
Septembre	17,45	16,90	97 178	18,24	17,81	116 078	18,00	17,71	90 692
Octobre	17,40	16,26	146 046	18,00	17,38	187 845	17,76	17,35	230 272
Novembre	18,11	16,65	924 608	18,82	17,60	31 908	18,70	17,40	33 308
Décembre	18,67	17,55	347 254	18,79	17,79	87 217	18,39	17,91	52 979

2023	Série CC			Série DD			Série EE		
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	20,06	17,85	36 754	20,00	17,81	88 357	23,15	20,88	166 007
Février	20,01	18,75	22 729	19,90	18,75	97 205	23,32	21,71	18 358
Mars	19,10	18,43	81 874	19,01	18,36	193 437	22,15	21,01	18 536
Avril	19,05	18,60	50 079	19,07	18,32	140 641	22,22	21,26	26 525
Mai	19,31	18,10	46 267	19,02	18,24	298 457	22,20	21,00	13 874
Juin	18,77	17,22	14 348	18,51	17,11	23 898	21,00	20,31	19 298
Juillet	17,31	16,69	242 848	17,67	16,71	126 080	20,25	19,44	51 422
Août	17,05	16,06	50 376	17,10	16,12	98 658	19,93	18,78	54 474
Septembre	16,79	16,25	46 569	16,81	16,32	57 861	19,93	19,13	85 639
Octobre	16,56	16,01	105 914	16,65	16,00	80 366	19,57	18,64	47 086
Novembre	17,17	16,24	71 516	17,20	15,75	61 867	20,50	18,92	38 862
Décembre	17,41	16,47	72 920	17,49	16,49	105 822	20,75	19,20	86 399

2023	Série FF			Série HH		
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	24,84	24,19	65 647	20,89	18,45	73 882
Février	25,45	24,38	154 200	20,84	19,30	44 300
Mars	25,07	23,23	88 725	19,58	19,00	210 287
Avril	24,09	22,35	95 400	19,81	19,36	77 537
Mai	24,30	22,12	88 227	19,83	18,63	29 607
Juin	23,65	22,20	52 381	19,20	17,96	30 572
Juillet	23,55	22,57	94 232	18,21	17,20	356 722
Août	22,71	19,90	111 379	17,88	16,65	141 897
Septembre	21,52	20,16	81 959	17,50	16,75	278 790
Octobre	22,26	19,01	91 113	17,25	16,55	134 454
Novembre	22,64	20,00	99 762	17,76	16,35	95 749
Décembre	21,86	20,54	232 225	17,99	17,19	126 854

MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DE LA HAUTE DIRECTION

MEMBRES DU CONSEIL ¹⁾



MATTHIAS F. BICHSEL, Ph. D.

Résidence principale Lucerne, Suisse

Année d'entrée
en fonction 2014

Indépendant

D^r Bichsel est consultant en énergie et en technologie et administrateur de sociétés. De 2009 jusqu'à son départ à la retraite en 2014, il a été membre du comité de direction de Royal Dutch Shell plc et dirigeait l'une des quatre entreprises mondiales de cette société, où il était chargé de la réalisation des projets d'investissement, de la technologie et de la recherche-développement, de l'ingénierie, de la gestion des chaînes d'approvisionnement et des activités liées aux achats de la société ainsi que du forage. D^r Bichsel assumait également la responsabilité de la performance en matière de sécurité et d'environnement chez Shell. Il était aussi responsable du développement durable, dont les questions relatives aux changements climatiques, aux émissions, à la pollution, aux changements sociaux et aux intérêts des parties prenantes. Il est également investisseur, membre du conseiller d'administration et conseiller dans des entreprises en démarrage du secteur des technologies propres et de la robotique. De 2015 à 2023, D^r Bichsel a été conseiller principal chez McKinsey & Co. ainsi que vice-président du conseil de Sulzer Ltd, conglomérat industriel suisse. De 2016 à 2023, il a été membre du conseil de South Pole Ltd, chef de file mondial de projets de réduction des émissions de carbone établi en Suisse.

D^r Bichsel est titulaire d'un doctorat en géologie de l'université de Bâle, en Suisse, et il est professeur honoraire de la Chinese University of Petroleum, de Beijing, en Chine.



LORRAINE M. CHARLTON ^{2), 3)}

Résidence principale Calgary (Alberta) Canada

Année d'entrée
en fonction 2006

Indépendant

Avant son départ à la retraite en novembre 2022, M^{me} Charlton était vice-présidente et chef des finances de Lintus Resources Limited, société pétrolière et gazière à capital fermé qui a des intérêts à l'échelle de l'Ouest canadien. Lors de ses plus de 30 ans dans le secteur pétrolier et gazier, M^{me} Charlton a occupé divers postes de direction liés à la gestion de la société dans son ensemble, y compris l'information financière, la gestion des opérations bancaires, de la dette et de la trésorerie, les relations avec les investisseurs, la gestion des risques, les ressources humaines, l'exploitation et les stratégies.

M^{me} Charlton détient un baccalauréat ès commerce en finances de l'Université de Calgary. De plus, elle a obtenu le titre d'IAS.A de l'Institut des administrateurs de sociétés.



ROBERT J. HANF, C. R. ^{2), 3)}

Résidence principale Calgary (Alberta) Canada

Année d'entrée
en fonction 2021

Indépendant

M. Hanf a fait partie de l'équipe de direction d'Emera Inc. et des sociétés de son groupe pendant près de 20 ans. Avant son départ à la retraite en 2020, il occupait le poste de vice-président directeur, Relations avec les parties prenantes et affaires réglementaires. À ce titre, il était responsable de la stratégie et de l'harmonisation des relations avec les intervenants et les organismes de réglementation, des communications et des relations gouvernementales. Au fil de sa carrière, il a occupé les postes de président et chef de la direction de Nova Scotia Power Inc., directeur des affaires juridiques d'Emera Inc., président exécutif du conseil de Barbados Light & Power Holdings Ltd. et président et chef de l'exploitation de Bangor Hydro Electric Company. Auparavant, il a travaillé dans les secteurs de la construction et de l'énergie dans l'Ouest canadien pendant plus d'une décennie et a été associé au bureau de Calgary du cabinet d'avocats McCarthy Tétrault S.E.N.C.R., s.r.l.

M. Hanf est actuellement administrateur de Mancal Corporation, dernier président sortant du conseil d'administration de l'Université Dalhousie et ancien administrateur de l'Association canadienne de l'électricité et du Conseil canadien de l'énergie.

M. Hanf détient un baccalauréat en droit de l'Université Dalhousie et l'accréditation IAS.A de l'Institut des administrateurs de sociétés depuis 2008.



KELLY C. KOSS-BRIX

Résidence principale Calgary (Alberta) Canada

Année d'entrée
en fonction 2023

Non indépendant

M^{me} Koss-Brix n'est pas indépendante, car elle a une relation notable avec CU. Elle est membre de la famille immédiate de la présidente du conseil et chef de la direction.

M^{me} Koss-Brix est une professionnelle accomplie des sports équestres et une ancienne cavalière professionnelle. Elle a été membre de l'équipe équestre du Canada et a participé à des compétitions internationales pendant 15 ans avant de prendre sa retraite en 2017. Au cours des six dernières années, M^{me} Koss-Brix a occupé le poste de vice-présidente du développement d'un centre équestre en Alberta, où elle a été entraîneuse à tous les niveaux du sport.

M^{me} Koss-Brix est membre du conseil d'administration de Sentgraf Enterprises Ltd. depuis 2017. En 2019, elle s'est jointe au conseil d'administration de Spruce Meadows, centre équestre reconnu à l'échelle internationale situé à Calgary, en Alberta. Elle est membre du comité de l'audit et des risques.

M^{me} Koss-Brix a obtenu un baccalauréat en sciences politiques de l'Université de Calgary en 2010 et a reçu son accréditation IAS.A de l'Institut des administrateurs de sociétés en 2023.



ROBERT J. NORMAND ^{3), 4)}

Résidence principale Edmonton (Alberta) Canada

Année d'entrée
en fonction 2008

Indépendant

En 2015, M. Normand a quitté son poste de président du conseil du Workers Compensation Board of Alberta, l'organisme qui administre l'assurance en milieu de travail des travailleurs et des employeurs de la province de l'Alberta. En 2008, il a quitté le poste de président et de chef de la direction d'Alberta Treasury Branches (« ATB »). Avant d'entrer au service d'ATB à titre de vice-président directeur des ventes en 1996, il a été au service de la Banque de Montréal pendant 26 ans et a occupé des postes de responsabilités croissantes et des postes de direction dans le domaine du crédit au Québec, en Ontario et en Alberta.

Grâce à son expérience dans le secteur des services financiers, M. Normand a acquis des connaissances et une expertise considérables dans les domaines de la finance, de la réglementation et de la gestion des risques.

M. Normand est Fellow de l'Institut des banquiers canadiens; il est titulaire d'un baccalauréat ès arts (en économie) de l'université Sir George Williams et d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université Concordia.



ALEXANDER J. POURBAIX

Résidence principale Calgary (Alberta) Canada

Année d'entrée
en fonction 2019

Indépendant

M. Pourbaix est membre du conseil de Cenovus Energy depuis novembre 2017, moment où il a également été nommé président et chef de la direction de la société. Il est aussi président-directeur du conseil d'administration depuis avril 2023. À ce titre, M. Pourbaix assume la direction du conseil, s'assure que la gouvernance est solide et durable, et soutient l'exécution de la stratégie de la société par la direction. Il dirige également les efforts de mobilisation de Cenovus, notamment les initiatives sectorielles, les relations avec les gouvernements et les engagements en matière d'ESG, et fait continuellement preuve de leadership dans son implication auprès de l'Alliance nouvelles voies. De 2017 à 2023, M. Pourbaix a assumé les fonctions de président et de chef de la direction de Cenovus, dans le cadre desquelles il était chargé de la direction stratégique de la société et de la production d'un solide rendement financier, opérationnel et en matière de durabilité. Avant de joindre les rangs de Cenovus, M. Pourbaix a occupé, pendant 27 ans, différents postes de direction auprès de TC Energy et des sociétés membres de son groupe, dont le poste de chef de l'exploitation, où il était chargé des activités commerciales de la société et de la supervision d'importants projets d'infrastructures énergétiques et de leur exploitation.

M. Pourbaix siège actuellement aux conseils de NRG Energy Inc., du Business Council of Alberta et du conseil régional de l'Alberta de Conservation de la nature Canada. Il a été président des conseils des gouverneurs de l'Université Mount Royal, de l'Association canadienne des producteurs pétroliers et de l'Association canadienne de pipelines d'énergie et a siégé aux conseils du Conseil canadien des affaires et de Trican Well Service Ltd. En 2022, M. Pourbaix a reçu la Médaille du jubilé de platine de la Reine en reconnaissance des contributions qu'il a apportées à l'Alberta.

M. Pourbaix est titulaire d'un baccalauréat ès arts et d'un baccalauréat en droit de l'Université de l'Alberta.



HECTOR A. RANGEL ⁴⁾

Résidence principale Mexico, Mexique

Année d'entrée
en fonction 2014

Indépendant

M. Rangel est président de BCP Securities Mexico, une coentreprise fondée avec BCP Securities LLC, banque d'investissement américaine spécialisée dans les marchés émergents. Avant d'exercer cette fonction, il a été chef de la direction de la Nacional Financiera S.N.C. et de la Banco Nacional de Comercio Exterior, en plus d'être membre du cabinet du gouvernement du Mexique, sous la présidence de Felipe Calderon. M. Rangel possède une vaste expérience dans le secteur des services bancaires aux entreprises et des services bancaires d'investissement, ayant occupé différents postes de direction au sein de Grupo Financiero Bancomer de 1991 à 2008, dont celui de président du conseil. Il a également été président de l'association des banquiers du Mexique et président du conseil commercial du Mexique.

À l'heure actuelle, M. Rangel est administrateur de GNP Profuturo Afore, de GNP Seguros et de Fresnillo PLC. Jusqu'en mai 2022, M. Rangel était administrateur de LUMA Energy, LLC et il a également siégé aux conseils de plusieurs grandes sociétés ouvertes au Mexique.

M. Rangel est titulaire d'un diplôme en génie industriel de la Purdue University et d'une maîtrise en administration des affaires de la Stanford University.



LAURA A. REED

Résidence principale Wynn Vale, Australie

Année d'entrée
en fonction 2014

Indépendant

M^{me} Reed est administratrice d'ATCO Australia Pty Ltd. En décembre 2021, M^{me} Reed a été nommée au poste de présidente du conseil de Spark Infrastructure Group et s'est jointe aux conseils d'administration de Victoria Power Networks PTY et de SA Power Networks Partnership, ainsi que de leurs filiales en propriété exclusive. Elle est également administratrice de Bass Oil Limited, producteur de pétrole coté à une bourse australienne qui détient une participation majoritaire dans huit permis situés dans le bassin de Cooper.

De 2017 à mars 2023, M^{me} Reed a été présidente du conseil d'Epic Energy South Australia Pty Ltd, société propriétaire du pipeline Moomba-Adélaïde et d'un certain nombre d'actifs de production d'énergie renouvelable. Elle siégeait auparavant au conseil de la Clean Energy Finance Corporation, la société d'État fédérale (Australie) qui collabore au financement de projets d'énergie propre.

De 2016 à 2019, M^{me} Reed a été présidente du conseil d'ERIC Alpha Holdings Pty Ltd et de ses filiales, société qui possède 49 pour cent d'Ausgrid, une entreprise de distribution d'électricité en Australie. Elle a également siégé au conseil d'Ausgrid de 2013 à 2019. M^{me} Reed a été chef de la direction et directrice générale de Spark Infrastructure de 2008 à 2012. Au cours de cette période, Spark Infrastructure détenait une participation de 49 pour cent dans deux entreprises de distribution d'électricité en Australie. Avant de se joindre à Spark Infrastructure, M^{me} Reed a été au service d'Envestra Limited, une entreprise de distribution de gaz, pendant neuf ans où elle a occupé divers postes financiers supérieurs dont celui de chef des finances.

M^{me} Reed est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires de la Deakin University et d'un baccalauréat en affaires (comptabilité) et elle est fellow de l'ordre des comptables (Certified Practicing Accountants) de l'Australie.



ROBERT J. ROUTS, Ph. D.

Résidence principale Brunnen, Suisse

Année d'entrée
en fonction 2023

Indépendant

D^r Routs est administrateur principal d'ATCO ainsi qu'administrateur d'ATCO Structures et Logistics Ltd., d'ATCO Australia Pty Ltd. et de Neltume Ports S.A. Jusqu'à son départ à la retraite en 2008, Dr Routs était membre du conseil exécutif de Royal Dutch Shell plc., où il était responsable des activités mondiales de raffinage, de produits chimiques, de commercialisation, de commerce et d'énergie renouvelable. Au cours de sa carrière, il a occupé divers postes de haute direction aux États-Unis, au Canada et aux Pays-Bas, notamment celui de président du conseil de Shell Canada avant que Royal Dutch Shell plc. rachète les actions de la société cotée. D^r Routs possède une vaste expérience dans le secteur du raffinage et des produits chimiques, particulièrement en matière de sécurité opérationnelle et d'exploitation durable ayant pour but de réduire les conséquences environnementales du secteur.

D^r Routs est membre émérite du conseil consultatif international du conseil de développement économique de Singapour et a reçu la médaille « Distinguished Friend of Singapore ». D^r Routs a été président du conseil d'Aegon NV de 2009 à 2019 et président du conseil de Royal DSM NV de 2011 à mai 2021. De 2010 à février 2021, D^r Routs a été administrateur d'AECOM Technology Corporation.

D^r Routs est diplômé en génie chimique de l'Université technique d'Eindhoven aux Pays-Bas, où il a également obtenu un doctorat en sciences techniques. Il a complété le programme de perfectionnement en gestion de la Harvard Business School en 1991.



NANCY C. SOUTHERN

Résidence principale Calgary (Alberta) Canada

Année d'entrée
en fonction 1990

Non indépendant En tant que présidente du conseil et chef de la direction, M^{me} Southern n'est pas indépendante, car elle a une relation notable avec CU.

M^{me} Southern est présidente du conseil et chef de la direction de Canadian Utilities, ainsi que présidente du conseil et chef de la direction d'ATCO Ltd. Relevant des conseils d'administration, elle est responsable de la direction stratégique, de la vision et de la gouvernance des deux sociétés et elle a l'entière responsabilité de leurs activités.

Après s'être jointe au conseil d'administration de Canadian Utilities en 1990, M^{me} Southern a agi à titre de coprésidente du conseil avant d'être nommée présidente du conseil en décembre 2012. M^{me} Southern a été présidente de 2003 à 2015, et chef de la direction de 2003 à 2019, rôle qu'elle a repris en juillet 2021. M^{me} Southern agit également à titre de vice-présidente directrice de Spruce Meadows Ltd. et elle est administratrice fondatrice d'AKITA Drilling Ltd., administratrice de Sentgraf Enterprises Ltd., administratrice honoraire de BMO Groupe financier et siège au conseil d'administration de la Fondation Rideau Hall. En plus de son leadership au sein de l'entreprise, M^{me} Southern joue depuis longtemps un rôle de premier plan dans la défense de causes sociales à l'échelle mondiale, dont plus particulièrement le droit des peuples autochtones et la place des femmes dans le monde des affaires.

M^{me} Southern est membre de The US Business Council, membre de l'American Society of Corporate Executives et membre canadienne de la Commission trilatérale. Elle est membre du Conseil canadien des affaires et du conseil consultatif de la School of Public Policy de l'Université de Calgary. En 2020, de concert avec des spécialistes des politiques et du secteur, M^{me} Southern s'est jointe au Conseil de la relance économique du premier ministre pour fournir des conseils et des stratégies visant à accélérer la diversification de l'économie de l'Alberta. La même année, M^{me} Southern s'est vu décerner la Médaille de l'Empire britannique par Sa Majesté la reine Elizabeth II pour ses services au profit d'intérêts équestres, militaires et commerciaux britanniques en Alberta, au Canada.



LINDA A. SOUTHERN-HEATHCOTT ⁴⁾

Résidence principale Calgary (Alberta) Canada

Année d'entrée
en fonction 2000

Non indépendant M^{me} Southern-Heathcott n'est pas indépendante, car elle a une relation notable avec CU. Elle est membre de la famille immédiate de la présidente du conseil et chef de la direction.

M^{me} Southern-Heathcott est présidente et chef de la direction de Spruce Meadows Ltd., centre équestre reconnu à l'échelle internationale situé à Calgary, en Alberta. Elle est également directrice fondatrice et présidente-directrice du conseil d'AKITA Drilling Ltd., une entreprise de forage pétrolier et gazier qui mène des activités de forage à l'échelle de l'Amérique du Nord. M^{me} Southern-Heathcott apporte au conseil une vaste expérience dans les domaines de la gestion et des affaires. Elle a été nommée vice-présidente du conseil d'administration de Canadian Utilities et de CU Inc. en 2017 et d'ATCO Ltd. en 2016.

M^{me} Southern-Heathcott est de plus présidente du conseil de Travel Alberta et siège aux conseils d'administration d'ATCO Structures & Logistics Ltd. et de Sentgraf Entreprises Ltd.

En 2010, M^{me} Southern-Heathcott a obtenu l'accréditation IAS.A après avoir suivi le programme de perfectionnement des membres du conseil offert par l'Institut des administrateurs de sociétés. En 2018, M^{me} Southern-Heathcott a reçu le titre honorifique de Lieutenant Colonel du King's Own Calgary Regiment. En 2020, M^{me} Southern-Heathcott s'est vu décerner la Médaille de l'Empire britannique par Sa Majesté la reine Elizabeth II pour ses services au profit d'intérêts équestres, militaires et commerciaux britanniques en Alberta, au Canada.



ROGER J. URWIN, Ph. D., C.B.E. ^{2), 3)}

Résidence principale Londres, Angleterre

Année d'entrée
en fonction 2020

Indépendant

D^r Urwin est l'administrateur principal de Canadian Utilities et est administrateur d'ATCO Ltd. ainsi que président du conseil d'administration d'ATCO Australia Pty Ltd. et vice-président du conseil de LUMA Energy, LLC. Tout au long de sa carrière, il a œuvré dans le secteur des services publics liés au gaz naturel et à l'électricité ainsi que dans le secteur des télécommunications. À la fin de 2006, il a pris sa retraite de National Grid plc., où il occupait le poste de chef de la direction du groupe. Il a joué un rôle clé dans l'établissement de la stratégie internationale de National Grid et dans son expansion réussie aux États-Unis, faisant de cette dernière l'une des entreprises de services publics détenues par des investisseurs les plus importantes du monde. D^r Urwin a occupé le poste de directeur général et chef de la direction de London Electricity de 1990 à 1995. Il a également occupé le poste de président non dirigeant du conseil d'Utilico Investments Limited jusqu'en octobre 2015, en plus de faire fonction de conseiller spécial auprès de Global Infrastructure Partners, un fonds de placement international dans le domaine des infrastructures. Il a été président du conseil d'Alfred McAlpine plc de 2006 à 2008.

D^r Urwin est Commandeur de l'Ordre de l'Empire britannique.

Il est diplômé en physique et détient un doctorat de l'université de Southampton, au Royaume-Uni.



WAYNE G. WOUTERS, PC, O.C.

Résidence principale Vancouver (Colombie-Britannique) Canada

Année d'entrée
en fonction 2019

Indépendant

M. Wouters est conseiller en stratégies et politiques au sein du cabinet d'avocats McCarthy Tétrault S.E.N.C.R.L., s.r.l. Avant de se joindre au secteur privé, M. Wouters a connu une brillante carrière de 37 ans dans la fonction publique, dont cinq ans à titre de greffier du Conseil privé du Canada. À ce titre, il a agi comme sous-ministre du premier ministre, secrétaire du Cabinet et chef de la fonction publique. Au cours de sa carrière, il a été secrétaire du Conseil du Trésor, sous-ministre de Ressources humaines et Développement des compétences et sous-ministre des Pêches et des Océans. Wouters possède des connaissances approfondies dans les secteurs du pétrole et du gaz, des ressources naturelles, du transport, des technologies, des télécommunications et de la sécurité. M. Wouters a été nommé par le premier ministre à titre de membre du Conseil privé en 2014 et a été fait Officier de l'Ordre du Canada en 2017.

M. Wouters a obtenu un diplôme en commerce (avec distinction) de l'Université de la Saskatchewan et une maîtrise en économie de l'Université Queen's. Il est titulaire de plusieurs diplômes honorifiques.

-
- 1) *Tous les membres du conseil occupent leurs fonctions jusqu'à la clôture de l'assemblée annuelle des porteurs d'actions de la société ou jusqu'à ce que leur successeur soit élu ou nommé.*
 - 2) *Membre du comité de gouvernance, de nomination, de rémunération et de relève.*
 - 3) *Membre du comité de l'audit et des risques.*
 - 4) *Membre du comité de la caisse de retraite.*

DIRIGEANTS (EN ORDRE ALPHABÉTIQUE)

Nom, province et pays de résidence	Poste et occupation principale
James D. Armstrong Alberta, Canada	Vice-président principal, Technologie et sécurité mondiale
Melanie L. Bayley Alberta, Canada	Présidente, ATCO Electric Ltd.
Kyle M. Brunner Alberta, Canada	Vice-président principal, chef du contentieux et secrétaire général
M. George Constantinescu Alberta, Canada	Vice-président directeur et chef de la transformation
P. Derek Cook Alberta, Canada	Vice-président principal et contrôleur
Lisa Cooke Alberta, Canada	Vice-présidente principale et chef du marketing
Colin R. Jackson Alberta, Canada	Vice-président principal, Finances, trésorerie et durabilité
Robert J. Myles Alberta, Canada	Chef de l'exploitation, ATCO EnPower
Rebecca A. Penrice Alberta, Canada	Vice-présidente directrice, Services généraux
D. Jason Sharpe Alberta, Canada	Président, ATCO Gas and Pipelines Ltd.
Brian P. Shkrobot Alberta, Canada	Vice-président directeur et chef des finances
Nancy C. Southern Alberta, Canada	Présidente du conseil et chef de la direction
Wayne K. Stensby Alberta, Canada	Chef de l'exploitation, ATCO Energy Systems
Clinton G. Warkentin Alberta, Canada	Vice-président directeur et chef des placements, ATCO Energy Systems
Marshall F. Wilmot Alberta, Canada	Président, Ventes au détail et chef des services numériques

POSTES OCCUPÉS PAR LES DIRIGEANTS AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

Au cours des cinq dernières années, tous les membres de la haute direction ont exercé les occupations principales indiquées précédemment ou d'autres fonctions au sein des sociétés ou des entreprises mentionnées ou de sociétés du même groupe que celles-ci ou de sociétés qui sont remplacées par celles-ci, à l'exception de M. Armstrong, de M. Brunner, de M^{me} Cooke, de M. Constantinescu, de M. Myles et de M^{me} Penrice.

- M. Armstrong a été nommé vice-président principal, Sécurité d'entreprise en avril 2023, puis a été promu vice-président principal, Technologie et sécurité mondiale en mai 2023. Avant de se joindre à la société, il a été chef de la sécurité et chef des données de Shaw Communications de janvier 2018 à avril 2023.
- M. Brunner a été nommé vice-président, secrétaire général en septembre 2021 et a ensuite été promu vice-président principal, chef du contentieux et secrétaire général en novembre 2022. Avant d'entrer au service de la société, M. Brunner était vice-président, chef du contentieux et secrétaire général de Seven Generations Energy Ltd. Il a travaillé pour le compte de Seven Generations de février 2015 à avril 2021.
- M^{me} Cooke s'est jointe à la société à titre de vice-présidente principale et chef du marketing en septembre 2022. Avant de se joindre à la société, elle a travaillé chez Shaw Communications/Freedom Mobile de 2017 à 2022, où son dernier poste était celui de vice-présidente, Marque, publicité et marketing.
- M. Constantinescu a été nommé vice-président principal et chef de la transformation en février 2018 et a été promu vice-président directeur et chef de la transformation en mai 2023. Avant d'entrer au service de la société, il était président du conseil et chef de la direction d'Orthoshop Geomatics Ltd. de janvier 2006 à janvier 2019.
- M. Myles a été nommé vice-président directeur, Développement de l'entreprise, en mars 2020, puis a été promu chef de l'exploitation d'ATCO EnPower. Avant d'entrer au service de la société, M. Myles était chef de l'exploitation, secteur Industriel, Stuart Olson Ltd., de janvier 2016 à octobre 2019.
- M^{me} Penrice a été nommée vice-présidente directrice, Services généraux, en janvier 2020. Avant d'entrer au service de la société, M^{me} Penrice a été chef de la direction par intérim de Sears Canada Inc., d'août 2017 à septembre 2018, et vice-présidente directrice et chef de l'exploitation, de février 2016 à août 2017.
- M. Warkentin a été nommé vice-président directeur et chef des placements en juillet 2023. Avant de rejoindre les rangs de la société, M. Warkentin a été consultant indépendant et chef des finances chez Certarus Ltd. d'avril 2019 à mars 2022.

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

ATCO, Sentgraf et la fiducie au bénéfice de la conjointe Margaret E. Southern (la « fiducie MES ») détiennent collectivement 66 598 854 (soit 100 pour cent) actions de catégorie B émises et en circulation. À l'exception de ce qui est indiqué dans les phrases précédentes, les membres du conseil et de la haute direction de la société, en tant que groupe, ne sont pas propriétaires véritables des actions de catégorie B émises et en circulation de la société, ni n'exercent de contrôle, directement ou indirectement par l'intermédiaire d'une société de portefeuille ou autrement, sur ces actions.

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

Au 27 février 2024, il y avait 66 598 854 actions de catégorie B en circulation. À la connaissance des membres du conseil et de la haute direction de la société, la seule personne qui a la propriété véritable, directement ou indirectement, de 10 pour cent ou plus des actions de catégorie B ou qui exerce une emprise sur celles-ci est ATCO.

ATCO possède 66 309 246 actions de catégorie B représentant environ 99,6 pour cent des actions de catégorie B en circulation. ATCO est contrôlée par Sentgraf qui, en retour, est contrôlée par Sentgraf Spousal Trust (la « Spousal Trust »). M^{me} Nancy Southern, M^{me} Linda Southern-Heathcott et M^{me} Margaret E. Southern sont fiduciaires de la Spousal Trust. ATCO, Sentgraf et la Spousal Trust sont désignées collectivement l'actionnaire majoritaire.

Le 15 décembre 2023, la société a réalisé une proposition d'échange (l'« entente ») aux porteurs (les « porteurs ne détenant pas le contrôle ») d'actions de catégorie B autres qu'ATCO, que Sentgraf et que la fiducie MES. L'entente a été conclue au moyen d'un plan d'arrangement en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. Conformément à l'entente, chaque action de catégorie B détenue par un porteur ne détenant pas le contrôle a été échangée contre 1,1 action de catégorie A de la société. Après la conclusion de l'entente, seuls ATCO, Sentgraf et la fiducie MES étaient encore des porteurs d'actions de catégorie B, et ces dernières ont été radiées de la Bourse de Toronto le 19 décembre 2023.

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

INTERDICTIONS D'OPÉRATIONS, FAILLITES, AMENDES OU SANCTIONS

Interdictions d'opérations

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

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

Faillites d'entreprises

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

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

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

Faillites personnelles

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

Amendes ou sanctions

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

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

CONFLITS D'INTÉRÊTS

Il peut arriver dans certains cas que des membres du conseil de la société soient membres du conseil ou dirigeants de sociétés lui faisant concurrence. Rien ne garantit que ces membres du conseil feront part à la société des occasions qu'ils repèrent. Toutefois, les procédures de la société exigent que tous les membres du conseil et de la haute direction se

conformement aux exigences de déclaration énoncées dans la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* concernant les intérêts importants. Le cas échéant, le membre du conseil qui déclare avoir un intérêt important dans une affaire se retire lorsque la question est soumise au vote du conseil. Le conseil peut également demander au membre du conseil ou de la direction ayant déclaré un tel intérêt de se retirer lorsque les membres du conseil discutent de l'affaire en question.

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres pour les actions de catégorie A, les actions de catégorie B et les actions privilégiées de second rang à dividende cumulatif rachetables des séries Y, AA, BB, CC, DD et EE est la Compagnie Trust TSX, à ses bureaux principaux situés à Calgary, à Toronto, à Montréal et à Vancouver. L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres pour les actions privilégiées rachetables de deuxième rang à dividende cumulatif des séries FF et HH est la Compagnie Trust TSX, à ses bureaux principaux situés à Calgary et à Toronto.

POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI

La société est occasionnellement partie à des poursuites ou à des réclamations survenant dans le cours normal de ses activités. La société examine chacune de celles-ci, y compris la nature de la réclamation, la somme en jeu et l'assurance applicable, le cas échéant. Rien ne garantit qu'une réclamation sera réglée en faveur de la société ni qu'elle ne nuira pas à la société. De plus amples renseignements à ce sujet sont donnés à la note 30 des états financiers consolidés de 2023 de la société.

CONTRATS IMPORTANTS

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

INTÉRÊT DES EXPERTS

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. a préparé le rapport de l'auditeur portant sur les états financiers consolidés de 2023 de la société. PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. est indépendante aux termes des règles de déontologie intitulées *Rules of Professional Conduct* des comptables professionnels agréés de l'Alberta.

INFORMATION PROSPECTIVE

Certains énoncés figurant dans la présente notice annuelle constituent de l'information prospective. L'information prospective comprend généralement des expressions comme « s'attendre à », « planifier », « estimer », « prévoir », « peuvent », « seront », « a l'intention de », « devraient », « objectifs », « cibles », « stratégie », « futur » et d'autres encore. L'information prospective contenue dans la présente notice annuelle porte notamment, sans s'y limiter, sur les plans et cibles stratégiques, y compris les cibles ESG et l'engagement visant l'absence d'émission nette de GES d'ici 2050; les réductions d'émissions prévues; la décarbonisation de nos activités pour permettre à nos clients de faire la transition vers des sources d'énergie à plus faibles émissions, tout en maintenant la sécurité, la fiabilité et l'abordabilité; la capacité de production d'électricité prévue ou la capacité de production des actifs et des projets, y compris les actifs et les projets acquis ou qui devraient être aménagés dans l'avenir; la date prévue de début, d'achèvement ou d'exploitation commerciale des activités, des contrats ou des projets, le cas échéant; les modalités prévues des contrats; l'incidence ou les avantages prévus des contrats, y compris les avantages économiques et les autres avantages pour la société et ses partenaires et contreparties; les occasions de croissance, de diversification et d'expansion prévues; les travaux continus de Canadian Utilities au Centre d'innovation en énergie propre, en Australie; la capacité de production d'électricité prévue des projets solaires Deerfoot, Barlow et d'Empress; le projet d'installation de production d'hydrogène du carrefour énergétique du centre industriel de la société, y compris les possibilités liées au projet, l'engagement continu de la société envers ce dernier, les activités de conception prévues, le calendrier prévu pour les décisions d'investissement finales; le calendrier et l'étendue des services fournis par Canadian Utilities dans le cadre du projet de locomotives à hydrogène du Canadien Pacifique; la poursuite du projet d'aménagement du carrefour de séquestration du carbone d'Atlas et le calendrier prévu pour une décision d'investissement finale; la capacité prévue de production d'hydrogène et d'électricité ainsi que de stockage d'hydrogène des installations planifiées dans le plan d'embauche dans le cadre du projet d'hydrogène de l'Australie-Méridionale ainsi que de l'échéancier prévu du projet; les achats et les ventes d'électricité prévus; et le versement de dividendes.

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 son ensemble initial de cibles ESG pour 2030 et 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 ESG; la poursuite de la collaboration avec certains partenaires d'affaires, de nouveaux partenaires d'affaires ainsi que certains organismes de réglementation et groupes environnementaux; la performance des actifs 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, aux règlements 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 des marchés et de l'économie; au risque de crédit; aux fluctuations des taux d'intérêt; à la disponibilité et au coût de la main-d'œuvre, des matériaux, des services, de l'infrastructure et de la demande future pour des ressources; au développement et à l'exécution de projets; 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 résiliation ou la rupture éventuelle de contrats par des contreparties; à la survenance d'événements imprévus comme des incendies, des événements météorologiques extrêmes, des explosions, des éruptions, des bris d'équipement, des incidents liés au transport et d'autres accidents ou événements similaires, des pandémies, des tensions géopolitiques et des guerres ainsi qu'à d'autres facteurs de risque, dont bon nombre échappent au contrôle de la société. En raison des interdépendances

et de la corrélation entre ces facteurs, il est impossible de déterminer avec certitude l'incidence que pourrait avoir l'une ou l'autre de ces hypothèses sur un énoncé prospectif donné. Le lecteur devrait également savoir que la liste de facteurs et de risques qui précède n'est pas exhaustive. Pour obtenir des informations complémentaires sur les principaux risques auxquels est exposée la société, se reporter à la rubrique « Risques commerciaux et gestion du risque » de la présente notice annuelle.

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

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

INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

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

La plus récente circulaire de sollicitation de procurations, en date du 9 mars 2023, contient des informations complémentaires, notamment sur la rémunération membres du conseil et de la haute direction visés, sur les principaux porteurs des titres de la société et sur les titres pouvant être émis aux termes des plans de rémunération sous forme de titres de capitaux propres.

De l'information financière complémentaire figure dans les états financiers consolidés audités de 2023 et le rapport de gestion de la société de l'exercice clos le 31 décembre 2023. Il est possible d'obtenir de l'information au sujet de la société sur son site Web : www.canadianutilities.com.

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

GLOSSAIRE

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

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

APL s'entend d'Alberta PowerLine.

AUC désigne l'Alberta Utilities Commission.

capacité offerte sur le marché s'entend de la capacité d'une centrale qui ne fait pas l'objet d'un contrat et qui est offerte sur le marché au comptant de l'électricité à l'endroit où est située la centrale.

EAE s'entend d'ententes d'achat d'énergie.

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.

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

états financiers consolidés de 2023 s'entend des états financiers consolidés de Canadian Utilities Limited pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

GES s'entend de gaz à effet de serre.

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

GNL s'entend de gaz naturel liquéfié.

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

indice des prix à la consommation (« IPC ») s'entend d'une mesure de la variation moyenne au fil du temps des prix que paient les consommateurs pour un ensemble de produits et de services.

LGN s'entend des liquides de gaz naturel comme l'éthane, le propane, le butane et les pentanes plus, extraits du gaz naturel et vendus en tant que produits distincts ou mélanges.

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

NGTL s'entend de Nova Gas Transmission Ltd.

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

rapport de gestion s'entend du rapport de gestion de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

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

RRD désigne le régime de réinvestissement des dividendes.

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

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

\$ US désigne les dollars américains.

ANNEXE 1

RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ DE L'AUDIT ET DES RISQUES

MANDAT DU COMITÉ DE L'AUDIT ET DES RISQUES

OBJECTIF

Le comité d'audit et de gestion des risques (le « comité ») de Canadian Utilities Limited est chargé de favoriser la gestion efficace de la société en aidant le conseil d'administration de la société (le « conseil ») à accomplir ses tâches de surveillance relativement à ce qui suit :

- l'intégrité des états financiers de la société;
- la conformité de la société aux lois et aux règlements, y compris les engagements juridiques et réglementaires applicables;
- l'indépendance, la compétence et la nomination de l'auditeur externe de la société;
- l'exécution de la fonction d'audit interne et d'auditeur externe de la société;
- les processus comptables et d'information financière de la société;
- l'audit des états financiers de la société;
- les processus de gestion des risques de la société.

POUVOIRS

Le comité a le pouvoir de :

- déterminer le cabinet comptable à recommander au conseil en tant qu'auditeur externe et prendre en charge la rémunération et la surveillance du travail de l'auditeur externe, lequel relève directement du comité;
- approuver au préalable tous les services d'audit et les services non liés à l'audit autorisés que procure l'auditeur externe;
- effectuer ou autoriser des enquêtes relativement à toute question faisant partie de ses responsabilités. Le comité est autorisé à retenir les services de conseillers juridiques et d'autres conseillers indépendants s'il juge cette mesure nécessaire pour exercer ses fonctions, à fixer et à verser la rémunération des conseillers dont il retient les services et à communiquer directement avec les auditeurs interne et externe;
- vérifier tous les livres et registres de la société et de ses filiales et d'en discuter, dans la mesure où ils ont trait à la situation financière de la société et de ses filiales ou à des risques les concernant, avec les dirigeants, les employés et les auditeurs interne et externe de la société et de ses filiales. Tous les employés sont tenus de collaborer avec le comité;
- tenir des réunions avec les dirigeants, l'auditeur externe ou les conseillers juridiques externes de la société, au besoin;
- déléguer ses pouvoirs, dans la mesure où les lois et la réglementation applicables le permettent, à un ou plusieurs de ses membres désignés, y compris son pouvoir d'approuver au préalable tous les services d'audit et les services non liés à l'audit autorisés que procure l'auditeur externe.

COMPOSITION

Le conseil choisit chaque année parmi ses membres ceux qui feront partie du comité d'audit et de gestion des risques, composé d'au moins trois membres du conseil. Chaque membre du comité doit :

- être un membre du conseil de la société;
- être indépendant (au sens des articles 1.4 et 1.5 du Règlement 52-110);
- avoir des compétences financières (au sens de l'article 1.6 du Règlement 52-110).

Pour qu'un membre du conseil soit considéré comme indépendant aux fins de la participation au comité, le conseil doit conclure qu'il n'a aucune relation importante directe ou indirecte avec la société et il doit se conformer à toutes les autres exigences applicables des lois et de la réglementation.

Le conseil nommera un membre du comité à titre de président. N'importe quel membre du comité peut être destitué ou remplacé en tout temps par le conseil, et un membre cesse d'être membre du comité lorsqu'il cesse d'être un membre du conseil de la société ou d'être indépendant.

RÉUNIONS

Le comité doit tenir au moins quatre réunions par année. Une réunion peut également être convoquée par le président du comité s'il le juge nécessaire ou à la demande d'un membre du comité ou de l'auditeur externe ou interne de la société. Les questions liées à la gestion des risques et décrites sous « Fonctions et responsabilités » ci-dessous seront à l'ordre du jour de deux réunions par année.

- Le président du comité doit préparer ou approuver un ordre du jour avant chaque réunion.
- Un avis de convocation à chaque réunion, laquelle peut être tenue en personne, par téléphone ou par tout autre moyen de communication, doit être envoyé aux membres du comité, à l'auditeur externe et à toute autre personne, tel que le décide le président du comité.
- L'auditeur externe a le droit de se présenter et de prendre la parole à toute réunion du comité.
- Les réunions seront planifiées de façon à prévoir suffisamment de temps pour l'examen des documents du comité.
- La majorité des membres du comité constitue un quorum.
- Des procès-verbaux de chaque réunion doivent être préparés par la personne désignée par le comité à titre de secrétaire et seront conservés par le service de gouvernance et de secrétariat de l'entreprise.

FONCTIONS ET RESPONSABILITÉS

Documents publics

- Examiner les dossiers importants concernant la comptabilité et l'information financière et comprendre leur incidence sur les états financiers. Ces questions comprennent :
 - les opérations complexes ou inhabituelles et les aspects qui font largement appel au jugement;
 - les questions majeures concernant les principes comptables et la présentation des états financiers, y compris tout changement important dans la sélection ou l'application des principes comptables par la société;
 - l'incidence des initiatives réglementaires et comptables, ainsi que des structures hors bilan, sur les états financiers de la société.
- Examiner les analyses préparées par la direction ou l'auditeur externe portant sur d'importantes questions liées à l'information financière et sur des décisions prises relativement à la préparation des états financiers, y compris des analyses de l'incidence de méthodes IFRS nouvelles ou révisées sur les états financiers.
- Passer en revue avec la direction et l'auditeur externe les résultats de l'audit, y compris les difficultés rencontrées, le cas échéant.
- Examiner les états financiers annuels et intermédiaires de la société, ses rapports de gestion, les communiqués concernant ses résultats, sa notice annuelle et ses rapports sur la durabilité avant leur publication par la société.

- Examiner les rapports préparés par les membres du conseil chargés de l'audit et les membres du conseil responsables d'entités, y compris les coentreprises ou les partenariats (qui ne sont pas désignés comme des membres du conseil chargés de l'audit) sur certains éléments importants des documents d'information financière de fin d'exercice.
- Recommander au conseil l'approbation des états financiers intermédiaires, du rapport de gestion intermédiaire et des communiqués concernant les résultats intermédiaires de la société ou, si le conseil lui a délégué ce pouvoir, approuver les états financiers intermédiaires, le rapport de gestion intermédiaire et les communiqués concernant les résultats intermédiaires avant leur publication par la société.
- Recommander au conseil l'approbation des états financiers annuels, de la notice annuelle et du rapport de gestion annuel de la société.
- S'assurer que des procédures adéquates sont mises en place pour examiner la communication au public, par la société, de l'information financière extraite ou dérivée de ses états financiers et vérifier périodiquement l'efficacité de ces procédures.
- S'assurer que la société a mis en œuvre des systèmes appropriés de contrôle interne à l'égard de la communication de l'information financière et que ces systèmes fonctionnent de manière efficace.

Auditeur externe

- Recommander au conseil :
 - l'auditeur externe à nommer aux fins d'établir ou de délivrer un rapport d'auditeur ou de procurer d'autres services d'audit, d'examen ou d'attestation pour la société;
 - formuler une recommandation quant à la rémunération de l'auditeur externe.
- Être directement responsable de la surveillance des travaux de l'auditeur externe engagé aux fins d'établir ou de délivrer un rapport de l'auditeur ou de procurer d'autres services d'audit, d'examen ou d'attestation à la société, y compris de la résolution de désaccords entre la direction et l'auditeur externe au sujet de l'information financière.
- Approuver au préalable tous les services non liés à l'audit que l'auditeur externe de la société doit rendre à la société ou à ses filiales (les « services non liés à l'audit »). Le comité peut déléguer à un ou à plusieurs de ses membres le pouvoir d'approuver au préalable les services non liés à l'audit. Tous les services non liés à l'audit que procure l'auditeur externe doivent être résumés dans un rapport cumulatif pour l'année remis au comité d'audit et de gestion des risques à chaque réunion trimestrielle.
- Adopter des pratiques et des procédures concernant la prestation de services non liés à l'audit et les passer périodiquement en revue. Ces politiques et procédures contiennent une description précise des services en question, ne doivent prévoir aucune délégation des responsabilités du comité à la direction et sont conçues afin d'établir un processus pour la gestion des approbations préalables et de respecter toutes les exigences applicables de la législation et de la réglementation.
- Passer en revue et approuver les politiques d'embauche de la société relativement aux associés, aux employés et aux anciens associés et employés des auditeurs externes actuels et passés de la société.

Auditeur interne

- S'assurer que la fonction d'audit interne a été accomplie de façon efficace et que l'auditeur interne dispose de ressources adéquates.
- Examiner et approuver le plan d'audit annuel.
- Examiner et approuver le budget annuel et le plan de ressources de l'auditeur interne.

Gestion des risques

- Comprendre les principaux risques de la société :
 - examiner et étudier avec la direction les principes de la société concernant la prise de risques;
 - passer en revue avec la direction les risques auxquels est exposée la société et discuter des plans d'atténuation des risques s'y appliquant;

- recevoir les présentations, rapports et autres renseignements sur les risques extraordinaires, les nouveaux risques et les tendances significatives pouvant avoir une incidence importante sur la capacité de la société d'atteindre ses objectifs stratégiques, y compris ceux qui sont liés à la durabilité et aux questions environnementales, sociales et de gouvernance (« ESG »);
- examiner les rapports préparés par les membres du conseil chargés de l'audit et les membres du conseil responsables d'entités, y compris les coentreprises ou les partenariats (qui ne sont pas désignés comme des membres du conseil chargés de l'audit), sur certains risques importants identifiés par la direction;
- examiner et discuter avec la direction de la performance de la société par rapport à ses objectifs et cibles en matière de durabilité, d'ESG et de sécurité.
- S'assurer que la direction a établi des procédures adéquates permettant de repérer, d'évaluer, de gérer et de surveiller les risques.
- Examiner tous les ans les polices d'assurance de la société pour s'assurer qu'elles sont adéquates.

Autres

- S'assurer que la société dispose de procédures adéquates pour recevoir, conserver et traiter les plaintes qu'elle reçoit la société relativement à la comptabilité, aux contrôles comptables internes ou aux questions d'audit.
- Prévoir un moyen pour l'envoi, de façon confidentielle et anonyme, par les employés de la société de leurs préoccupations touchant des points en matière de comptabilité ou d'audit.
- Examiner et réévaluer chaque année la pertinence de son mandat et soumettre toute proposition de modification au conseil pour approbation.
- Passer en revue et approuver chaque année les mandats du comité de communication, des membres du conseil chargés de l'audit et de l'audit interne.
- Faire enquête sur toute autre question que lui soumet le conseil.

INFORMATION

Le comité doit présenter un rapport au conseil sur les questions relatives à la situation financière ou à la gestion des risques de la société que peut lui soumettre le conseil à l'occasion. Un résumé de chaque réunion est remis au conseil par le président du comité. Les tableaux et les renseignements justificatifs examinés par le comité peuvent être étudiés par tout membre du conseil qui en fait la demande. L'auditeur externe et le vice-président de l'audit interne de la société relèvent directement du comité. Le comité doit maintenir une communication libre et ouverte avec l'auditeur externe, l'auditeur interne et la direction de la société. Cette communication doit comprendre des réunions privées, au moins une fois l'an, avec chacune de ces parties.

COMPOSITION DU COMITÉ D'AUDIT ET DE GESTION DES RISQUES ET FORMATION ET EXPÉRIENCE PERTINENTES

Les personnes suivantes sont membres du comité d'audit et de gestion des risques de la société. Tous les membres sont indépendants et ont des compétences financières.

- L.M. Charlton – Avant son départ à la retraite en novembre 2022, M^{me} Charlton était vice-présidente et chef des finances de Lintus Resources Limited. Elle a été responsable de la totalité du processus de communication de l'information financière de diverses sociétés tout au long de ses plus de trois décennies de carrière dans le secteur pétrolier et gazier. M^{me} Charlton siège au comité d'audit de trois sociétés ouvertes et est présidente du comité d'audit de deux d'entre elles. M^{me} Charlton est titulaire d'un baccalauréat ès commerce en finances, a obtenu le titre d'IAS.A de l'Institut des administrateurs de sociétés et poursuit une formation continue en comptabilité et en finances.
- R.J. Hanf – Pendant près de vingt ans avant son départ à la retraite en 2021, M. Hanf a fait partie de l'équipe de direction d'Emera Inc., société de services publics d'électricité de la Nouvelle-Écosse (Canada), qui sert des millions de clients au Canada, aux États-Unis et dans les Caraïbes, où il était responsable des relations avec les parties prenantes et des affaires réglementaires, qui exigent toutes deux des compétences financières. À titre de président actuel de Mancal Corporation, il est président du comité des opérations et membre du comité des évaluations et des réserves. Il a été président du conseil des gouverneurs de l'Université Dalhousie, où il était membre d'office de tous

les comités. Auparavant, M. Hanf a été président et chef de la direction de Nova Scotia Power Inc., président-directeur du conseil de Barbados Light & Power Holdings Ltd. et président et chef de l'exploitation de Bangor Hydro Electric Company, où il était responsable de l'ensemble de la présentation de l'information financière et de la conformité de ces sociétés. Il est également diplômé du programme de perfectionnement des membres du conseil offert par l'Institut des administrateurs de sociétés, où il a acquis des connaissances considérables dans les domaines de la gestion des risques et de la finance.

- R.J. Normand (président du conseil) – Pendant plus de 30 ans, M. Normand a occupé des postes de haute direction dans les secteurs financiers et bancaires, son dernier rôle étant celui de président et de chef de la direction d'Alberta Treasury Branches jusqu'à son départ à la retraite en 2008. Il a pris sa retraite de son poste de président du conseil du Workers Compensation Board de l'Alberta en 2015. Grâce à son expérience dans le secteur des services financiers, M. Normand a acquis des connaissances et une expertise considérables dans les domaines de la finance, de la réglementation et de la gestion des risques. M. Normand est titulaire d'un baccalauréat ès arts (en économie) et d'une maîtrise en administration des affaires et il a terminé des études menant à la désignation de Fellow de l'Institut des banquiers canadiens.
- R.J. Urwin – D^r Urwin a occupé le poste de chef de la direction de plusieurs sociétés ouvertes d'envergure. Il a occupé le poste de chef de la direction du groupe au sein de National Grid plc de 2001 jusqu'à sa retraite en 2006, et il a été responsable de la conformité aux exigences de la loi Sarbanes-Oxley des États-Unis. D^r Urwin a siégé au comité d'audit de diverses sociétés ouvertes du Royaume-Uni.

PROCÉDURES D'APPROBATION PRÉALABLE

Le comité d'audit et de gestion des risques de la société a adopté une procédure d'approbation des services fournis par l'auditeur externe. La procédure interdit à l'auditeur externe d'offrir certains services désignés à la société et à ses filiales.

L'embauche de l'auditeur externe pour une gamme de services définis dans la procédure a été approuvée au préalable par le comité d'audit et de gestion des risques. Si l'embauche de l'auditeur externe est envisagée pour un service en particulier qui n'est ni interdit ni inclus dans la gamme de services approuvés au préalable, une telle embauche doit être approuvée au préalable. Le comité d'audit et de gestion des risques a délégué le pouvoir d'accorder ces approbations préalables au président du comité d'audit et de gestion des risques.

Les services fournis par l'auditeur externe font l'objet d'une lettre de mission. En vertu de la procédure, le comité d'audit et de gestion des risques doit recevoir régulièrement des rapports relatifs à l'attribution de tout nouveau contrat à l'auditeur externe approuvé au préalable.

HONORAIRES POUR LES SERVICES DE L'AUDITEUR EXTERNE

Le total des honoraires engagés par la société et ses filiales relativement aux services professionnels rendus par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. pour chacun des deux derniers exercices s'établit comme suit :

(en millions de dollars)	2023	2022
Honoraires d'audit ¹⁾	4,4	3,9
Honoraires pour services liés à l'audit ²⁾	0,1	0,3
Honoraires pour services fiscaux ³⁾	—	0,3
Total	4,5	4,5

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

2) Les honoraires pour services liés à l'audit comprennent l'ensemble des honoraires versés à l'auditeur externe pour les services relatifs aux audits à usage particulier et les services d'audit qui comportent des consultations relativement aux IFRS.

3) Les honoraires pour services fiscaux comprennent l'ensemble des honoraires versés à l'auditeur externe pour les services d'observation fiscale, de conseils fiscaux, de planification fiscale et de conseils relativement à la préparation de déclarations de revenus des sociétés, d'impôt sur le capital et de taxe de vente.