



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

CANADIAN UTILITIES LIMITED

RAPPORT DE GESTION

TRIMESTRE CLOS LE 31 MARS 2019

Le présent rapport de gestion vise à permettre aux lecteurs de comprendre les principaux événements touchant l'exploitation et les finances de Canadian Utilities Limited (« Canadian Utilities », « nous », « notre » ou la « société ») qui se sont produits au cours du trimestre clos le 31 mars 2019 et qui ont eu une incidence sur ses résultats.

Ce rapport de gestion a été établi en date du 24 avril 2019 et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés intermédiaires non audités de la société pour le trimestre clos le 31 mars 2019. Des informations supplémentaires, y compris le rapport de gestion de 2018, la notice annuelle de 2018 et les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2018 de la société sont accessibles sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com. Les informations présentées dans le rapport de gestion de 2018 qui demeurent essentiellement inchangées ne sont pas analysées dans le présent rapport de gestion.

La société est contrôlée par ATCO Ltd. et par ses actionnaires contrôlants, Sentgraf Enterprises Ltd. et la famille Southern.

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

TABLE DES MATIÈRES

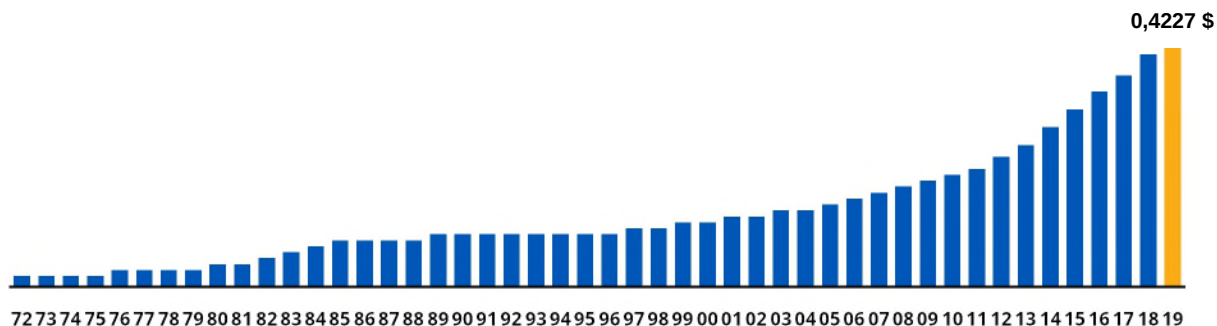
	Page
Canadian Utilities: ce qui nous distingue	2
Structure organisationnelle	3
Revue de la performance	4
Performance des secteurs d'activité mondiaux	7
Électricité	7
Pipelines et liquides	11
Siège social et autres activités	13
Faits récents d'ordre réglementaire	14
Durabilité, changements climatiques et transition énergétique	16
Autres charges et produits	17
Situation de trésorerie et sources de financement	18
Capital-actions	21
Informations trimestrielles	22
Mesures non conformes aux PCGR et mesures conformes aux PCGR supplémentaires	26
Rapprochement du résultat ajusté et du bénéfice attribuable aux actionnaires de la société	27
Rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	30
Rapprochement des investissements en capital et des dépenses en immobilisations	31
Autres informations financières	32
Glossaire	33

CANADIAN UTILITIES : CE QUI NOUS DISTINGUE

HISTORIQUE DE CROISSANCE DES DIVIDENDES

Nous avons augmenté notre dividende sur les actions ordinaires chaque année depuis 47 ans, ce qui constitue la plus longue série de hausses annuelles du dividende pour une société ouverte canadienne. Le 4 avril 2019, nous avons déclaré un dividende de 42,27 cents par action pour le deuxième trimestre, soit 1,69 \$ par action sur une base annualisée. Nous aspirons à une croissance des dividendes arrimée à la croissance soutenue de nos résultats, laquelle est liée à l'augmentation de nos investissements dans nos entreprises de services publics réglementées et nos actifs visés par des contrats à long terme.

Taux de dividende trimestriel pour 1972 – 2019
(en dollars par action)



CULTIVER UN RÉSULTAT DE HAUTE QUALITÉ

Depuis dix ans, Canadian Utilities a investi approximativement 15 G\$ dans les activités réglementées et les activités effectuées dans le cadre de contrats à long terme. La proportion du total du résultat ajusté attribuable aux entreprises de services publics (« SP ») réglementées est passée de 46 pour cent en 2009 à 86 pour cent en 2018. La part importante de notre résultat qui repose sur des contrats et des services réglementés constitue le fondement de la croissance continue de nos dividendes.

INVESTISSEMENTS EN CAPITAL FUTURS

Nous poursuivons l'expansion de nos activités dans les années à venir. Pour la période 2019 à 2021, Canadian Utilities prévoit investir 3,6 G\$ dans les services publics réglementés et les actifs visés par des contrats à long terme au Canada, en Australie et au Mexique, ce qui nous permettra de continuer à renforcer notre résultat de haute qualité. Des dépenses prévues de 3,6 G\$, une tranche de 3,5 G\$ sera destinée aux entreprises de services publics réglementées.

SANTÉ FINANCIÈRE

La santé financière est au cœur de notre succès actuel et futur. Elle permet de s'assurer que la société a la capacité de financer ses investissements en capital courants et futurs. Nous sommes déterminés à assurer le maintien de notations de crédit de première qualité qui nous ouvrent l'accès aux capitaux à des taux intéressants.

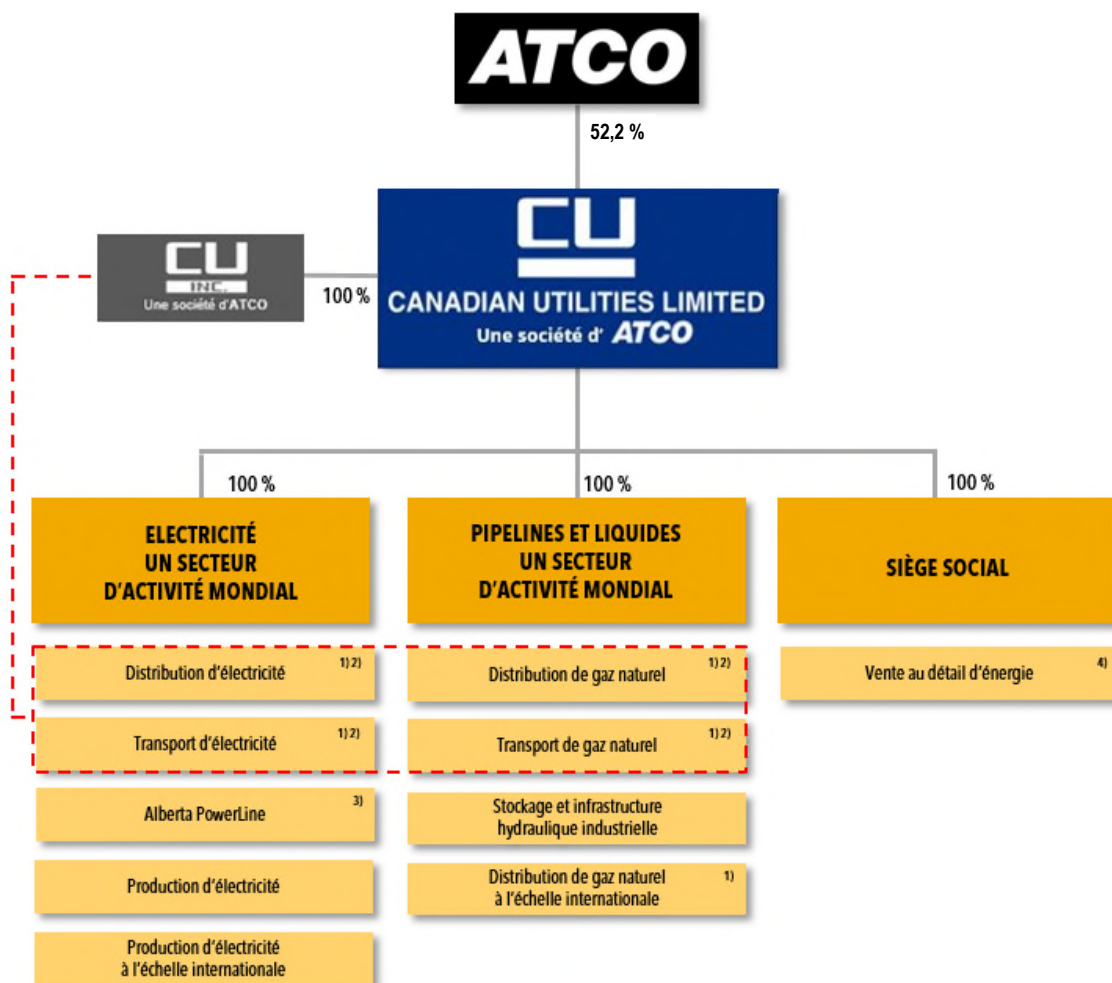
Historique de
47 ans
de croissance
des dividendes

86 %
Bénéfice
attribuable aux
entreprises à tarifs
réglementés

3,6 G\$
d'investissements
en capital sur 3 ans

A
Catégorie
de notation

STRUCTURE ORGANISATIONNELLE



- 1) Les activités réglementées comprennent la distribution de gaz naturel, le transport de gaz naturel, la distribution de gaz naturel à l'échelle internationale, la distribution d'électricité et le transport d'électricité.
- 2) CU Inc. comprend la distribution de gaz naturel, le transport de gaz naturel, la distribution d'électricité et le transport d'électricité.
- 3) Alberta PowerLine General Partner Ltd. est le commandité d'Alberta PowerLine Limited Partnership (« Alberta PowerLine » ou « APL »), un partenariat formé par Canadian Utilities Limited (à 80 pour cent) et Quanta Services, Inc. (à 20 pour cent).
- 4) Les activités de vente au détail d'énergie, par l'intermédiaire d'ATCO Energy Ltd. (« ATCOenergy »), fournissent des services liés à l'électricité et au gaz naturel en Alberta aux clients de détail, aux clients commerciaux et aux clients industriels.

Les états financiers consolidés intermédiaires non audités comprennent les comptes de Canadian Utilities Limited et de ses filiales, y compris ses participations dans des coentreprises et sa quote-part des entreprises communes.

Les états financiers consolidés intermédiaires non audités ont été dressés conformément aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS »), et le dollar canadien est utilisé comme monnaie de présentation. Certaines données comparatives contenues dans le présent rapport de gestion ont été reclassées afin de les rendre conformes à la présentation actuelle.

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.

REVUE DE LA PERFORMANCE

DONNÉES FINANCIÈRES

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

	Trimestres clos les 31 mars		
(en millions de dollars, sauf les données par action et les actions en circulation)	2019	2018	Variation
Principales données financières			
Produits des activités ordinaires	1 189	1 385	(196)
Résultat ajusté ¹⁾	200	181	19
Électricité	116	97	19
Pipelines et liquides	98	101	(3)
Siège social et autres activités	(14)	(17)	3
Résultat ajusté (en dollars par action) ¹⁾	0,73	0,67	0,06
Bénéfice attribuable aux actionnaires de la société	217	179	38
Bénéfice attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B	200	162	38
Bénéfice attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B (en dollars par action)	0,73	0,60	0,13
Total de l'actif	22 018	21 350	668
Dividendes en trésorerie déclarés sur les actions de catégorie A et de catégorie B (en cents par action)	42,27	39,33	2,94
Fonds provenant de l'exploitation ¹⁾	551	525	26
Investissements en capital ¹⁾	315	744	(429)
Autres données financières			
Nombre moyen pondéré d'actions de catégorie A et de catégorie B en circulation (en milliers) :			
De base	272 594	270 715	1 879
Dilué	273 180	271 320	1 860

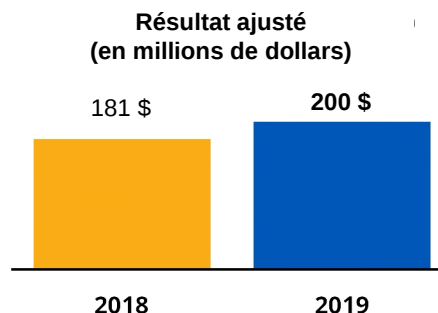
1) De plus amples informations concernant ces mesures sont données à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR et mesures conformes aux PCGR supplémentaires » du présent rapport de gestion.

PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

Les produits des activités ordinaires de la société pour le premier trimestre de 2019 se sont établis à 1 189 M\$, en baisse de 196 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2018. Cette baisse est principalement attribuable à la diminution des activités de construction d'Alberta PowerLine, qui se sont achevées trois mois plus tôt que prévu dans le respect du budget.

RÉSULTAT AJUSTÉ

Le résultat ajusté de la société pour le premier trimestre de 2019 s'est établi à 200 M\$, ou 0,73 \$ par action, contre 181 M\$, ou 0,67 \$ par action, pour la période correspondante de 2018. L'augmentation est attribuable aux meilleurs résultats des entreprises à tarifs réglementés du secteur Électricité, des centrales électriques indépendantes et de l'entreprise de distribution de gaz naturel.



L'augmentation du résultat ajusté s'explique principalement par les facteurs suivants :

- Électricité – Le résultat ajusté du premier trimestre de 2019 a été supérieur de 19 M\$ à celui de la période correspondante de 2018. Cette hausse provient principalement de l'augmentation des prix du marché en Alberta, de l'accroissement continu de la base de tarification et des économies de coûts au chapitre de la distribution d'électricité.
- Pipelines et liquides – Le résultat ajusté du premier trimestre de 2019 a été inférieur de 3 M\$ à celui de la période correspondante de 2018, en raison principalement des ajustements pour tenir compte de l'inflation pour l'entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale, qui ont été en partie contrebalancés par l'accroissement continu de la base de tarification et de la clientèle ainsi que les économies de coûts au chapitre de la distribution de gaz naturel.
- Siège social et autres activités – Le résultat ajusté du premier trimestre de 2019 a augmenté de 3 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2018, en raison surtout du calendrier de certaines charges d'exploitation.

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

BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE LA SOCIÉTÉ

Le bénéfice attribuable aux actionnaires de la société s'est établi à 217 M\$ pour le premier trimestre de 2019, soit une augmentation de 38 M\$ par rapport à 179 M\$ pour la période correspondante de 2018. Le bénéfice attribuable aux actionnaires de la société reflète des pertes de valeur importantes, le versement de dividendes sur les actions privilégiées de la société, des ajustements temporels liés aux activités à tarifs réglementés, des pertes latentes sur des contrats à terme sur marchandises évalués à la valeur de marché, des profits et pertes non récurrents et des éléments qui sortent du cadre normal des activités ou qui ne découlent pas des activités courantes. Ces éléments ne sont pas pris en compte dans le résultat ajusté. La hausse s'explique principalement par l'amélioration des résultats de tous les secteurs d'activité et par les profits non réalisés sur les contrats à terme sur marchandises évalués à la valeur de marché de l'entreprise de production d'électricité.

Le bénéfice attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B correspond au bénéfice attribuable aux actionnaires de la société augmenté des dividendes sur les actions privilégiées de la société. Se reporter à la note 6 des états financiers consolidés intermédiaires non audités pour des informations complémentaires sur le bénéfice attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B.

Se reporter à la rubrique « Rapprochement du résultat ajusté et du bénéfice attribuable aux actionnaires de la société » du présent rapport de gestion pour des informations complémentaires sur ces éléments ainsi que sur d'autres éléments.

ACTIFS

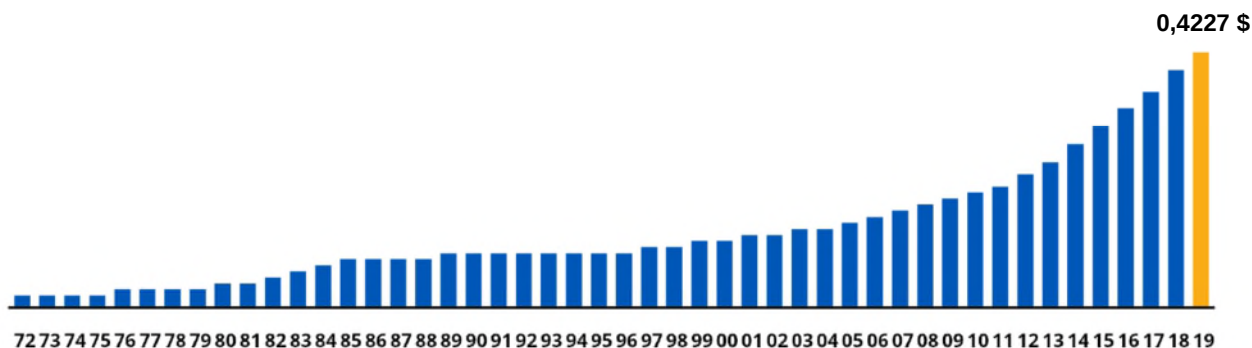
Le total des actifs est passé de 21 G\$ au premier trimestre de 2018 à 22 G\$ au premier trimestre de 2019. Cette augmentation résulte essentiellement des investissements en capital continu dans APL et dans les entreprises de services publics réglementées.

DIVIDENDES SUR LES ACTIONS ORDINAIRES

Le 4 avril 2019, le conseil d'administration a déclaré un dividende de 42,27 cents par action pour le deuxième trimestre. Les dividendes versés aux porteurs d'actions de catégorie A et de catégorie B ont totalisé 115 M\$ pour le premier trimestre de 2019.

Depuis 1972, nous avons augmenté le dividende sur nos actions ordinaires tous les ans.

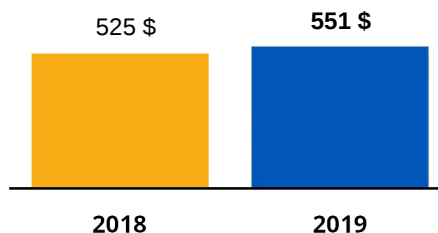
**Taux de dividende trimestriel pour 1972 – 2019
(en dollars par action)**



FONDS PROVENANT DE L'EXPLOITATION

Les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à 551 M\$ pour le premier trimestre de 2019, en hausse de 26 M\$ comparativement à ceux de la période correspondante de 2018. L'augmentation s'explique principalement par la hausse du bénéfice en trésorerie et des dividendes tirés des participations dans des coentreprises, contrebalancée en partie par l'augmentation de l'impôt sur le résultat payé.

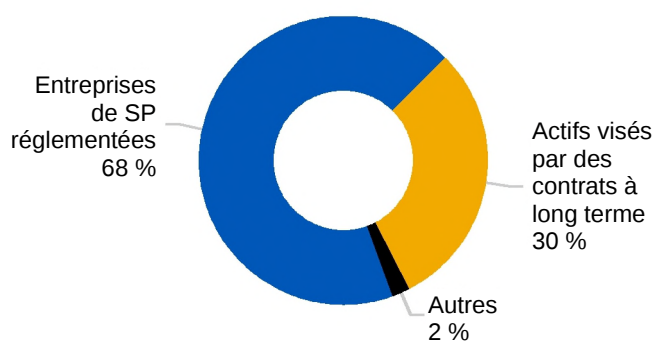
Fonds provenant de l'exploitation
(en millions de dollars)



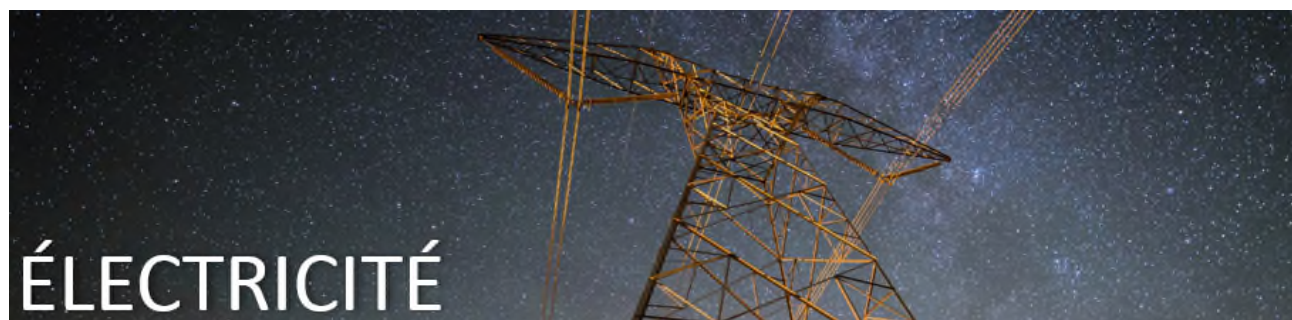
INVESTISSEMENTS EN CAPITAL

Les investissements en capital ont totalisé 315 M\$ pour le premier trimestre de 2019. De ce montant, une tranche de 213 M\$ a été affectée aux entreprises de services publics réglementées et un montant de 96 M\$ a été affecté aux actifs visés par des contrats à long terme, dont Alberta PowerLine. Ces investissements rapportent un rendement selon un modèle d'affaires réglementé ou sont visés par des contrats à long terme garantis sur le plan commercial.

Investissements en capital pour le trimestre
clos le 31 mars 2019



PERFORMANCE DES SECTEURS D'ACTIVITÉ MONDIAUX



PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

Les produits des activités ordinaires du secteur Électricité se sont établis à 690 M\$ pour le premier trimestre de 2019, en baisse de 209 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2018, en raison principalement de la diminution des activités de construction d'APL, contrebalancée en partie par l'amélioration de la conjoncture du marché de l'électricité pour les centrales électriques indépendantes.

RÉSULTAT AJUSTÉ

	Trimestres clos les 31 mars		
(en millions de dollars)	2019	2018	Variation
Entreprises à tarifs réglementés du secteur Électricité			
Distribution d'électricité	38	33	5
Transport d'électricité	45	40	5
Total – résultat ajusté des entreprises à tarifs réglementés du secteur Électricité	83	73	10
Entreprises à tarifs non réglementés du secteur Électricité			
Centrales électriques indépendantes	14	(5)	19
Centrales thermiques visées par des EAE	7	14	(7)
Production d'électricité à l'échelle internationale	5	5	–
Alberta PowerLine	7	10	(3)
Total – résultat ajusté des entreprises à tarifs non réglementés du secteur Électricité	33	24	9
Total – résultat ajusté du secteur Électricité	116	97	19

Le bénéfice du secteur Électricité s'est chiffré à 116 M\$ au premier trimestre de 2019, en hausse de 19 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2018. La hausse pour le premier trimestre est principalement attribuable à l'augmentation des prix du marché de l'électricité en Alberta, à l'accroissement continu de la base de tarification des entreprises à tarifs réglementés et des économies de coûts.

Les sections suivantes fournissent des informations plus détaillées sur les activités et les résultats financiers des entreprises du secteur Électricité.

ENTREPRISES À TARIFS RÉGLEMENTÉS DU SECTEUR ÉLECTRICITÉ

Les entreprises à tarifs réglementés du secteur Électricité fournissent des services réglementés de distribution et de transport d'électricité ainsi que de production décentralisée principalement dans le nord et le centre-est de l'Alberta, au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest.

Distribution d'électricité

L'entreprise de distribution d'électricité a enregistré un résultat ajusté de 38 M\$ pour le premier trimestre de 2019, en hausse de 5 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2018. Cette hausse s'explique essentiellement par l'accroissement continu de la base de tarification et par les économies de coûts.

Transport d'électricité

L'entreprise de transport d'électricité a enregistré un résultat ajusté de 45 M\$ pour le premier trimestre de 2019, en hausse de 5 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2018. Cette hausse est surtout attribuable au calendrier de diverses charges d'exploitation. Le résultat ajusté de l'entreprise de transport d'électricité pour le premier trimestre de 2019 est fondé sur les taux provisoires approuvés par l'Alberta Utilities Commission (l'« AUC ») selon la demande générale de hausse tarifaire pour 2018 et 2019. Si l'AUC approuve tous les aspects de la demande, l'augmentation du résultat ajusté du premier trimestre de 2019 pourrait atteindre environ 4 M\$, et cette augmentation serait prise en compte dans le résultat ajusté au moment de la communication de la décision, qui est attendue vers le milieu de 2019.

ENTREPRISES À TARIFS NON RÉGLEMENTÉS DU SECTEUR ÉLECTRICITÉ

Les entreprises à tarifs non réglementés du secteur Électricité fournissent de l'électricité provenant de centrales alimentées au gaz naturel, au charbon et à l'hydroélectricité dans l'Ouest canadien, en Ontario, en Australie et au Mexique, et assurent le transport non réglementé d'électricité en Alberta.

Disponibilité des centrales électriques

Le tableau ci-après présente la disponibilité de la capacité de production d'électricité pour le premier trimestre de 2019 et de 2018. La capacité de production des centrales varie en fonction du moment et de la durée des interruptions de service.

	Trimestres clos les 31 mars		
	2019	2018	Variation
Centrales électriques indépendantes	97 %	90 %	7 %
Centrales thermiques visées par des EAE	95 %	92 %	3 %
Production d'électricité à l'échelle internationale	100 %	100 %	—

La disponibilité accrue de nos centrales électriques indépendantes au premier trimestre de 2019 est surtout attribuable à la diminution des interruptions de service planifiées. Au premier trimestre de 2018, les travaux destinés à permettre la coalimentation au gaz naturel de l'unité 4 de Battle River avaient été réalisés et des interruptions de service mineures planifiées avaient eu lieu à la centrale de Joffre.

La disponibilité accrue des centrales thermiques visées par des EAE pour le premier trimestre de 2019 est principalement attribuable à la diminution des interruptions de service planifiées. Au premier trimestre de 2018, une interruption mineure planifiée avait eu lieu à l'unité 5 de Battle River. Depuis le 1^{er} janvier 2019, l'unité 5 de Battle River est classée avec les centrales électriques indépendantes.

La disponibilité des centrales de production d'électricité à l'échelle internationale pour le premier trimestre de 2019 est demeurée stable par rapport à celle de la période correspondante de 2018.

Sommaire du marché de l'électricité de l'Alberta

Le tableau suivant présente les prix moyens de l'Alberta Power Pool et du gaz naturel ainsi que les différentiels de prix s'y rattachant pour les premiers trimestres de 2019 et 2018.

	Trimestres clos les 31 mars		
	2019	2018	Variation
Prix moyen de l'électricité de l'Alberta Power Pool (\$/MWh)	69,46	34,93	34,53
Prix moyen du gaz naturel (\$/GJ)	2,47	1,96	0,51
Différentiel moyen des prix du marché (\$/MWh)	48,47	20,26	28,21

Le prix moyen de l'électricité de l'Alberta Power Pool pour le premier trimestre de 2019 s'est établi à 34,53 \$ par MWh, en hausse par rapport à celui de la période correspondante de 2018. Cette hausse est essentiellement attribuable à deux facteurs, soit à des froids presque records en février ayant fait augmenter la demande d'électricité et à une diminution de la capacité disponible en raison d'interruptions aux centrales alimentées au charbon et d'une baisse de la production des parcs éoliens.

Programme de ventes à terme réalisées

	Trimestres clos les 31 mars		
	2019	2018	Variation
Volume moyen des règlements (MW)	423	229	194
Différentiel de prix moyen réalisé (\$/MWh)	28,79	16,33	12,46

Au premier trimestre de 2019, les centrales électriques indépendantes ont conclu des ventes à terme d'électricité de 423 MW qui ont été réglées pour un différentiel de prix moyen réalisé de 28,79 \$ par MWh, comparativement à des ventes à terme de 229 MW réglées pour un différentiel moyen de 16,33 \$ par MWh pour la période correspondante de 2018. Les ventes à terme pour le premier trimestre de 2019 se sont soldées par une baisse du bénéfice réalisé pour ce programme par rapport à celles de la période correspondante de 2018. Cette baisse est attribuable à l'amélioration du marché au comptant au premier trimestre de 2019, laquelle a donné lieu à un différentiel de prix réalisé inférieur au différentiel moyen des prix du marché de 48,47 \$ par MWh indiqué plus haut à la rubrique « Sommaire du marché de l'électricité de l'Alberta ».

Centrales électriques indépendantes

Les centrales électriques indépendantes ont enregistré un résultat ajusté de 14 M\$ pour le premier trimestre de 2019, en hausse de 19 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2018. Cette hausse s'explique essentiellement par l'augmentation des prix du marché de l'électricité en Alberta et par la diminution des frais généraux et des frais d'administration attribuable essentiellement à la vente des actifs de Barking Power au quatrième trimestre de 2018. Le résultat ajusté des centrales électriques indépendantes tient compte de l'apport de l'unité 5 de Battle River depuis le 1^{er} janvier 2019.

Centrales thermiques visées par des EAE

L'électricité produite par la centrale de Sheerness et par l'unité 5 de Battle River jusqu'au 30 septembre 2018 est vendue aux termes d'EAE. En vertu des EAE, la capacité de production de chaque unité génératrice doit être mise à la disposition de l'acquéreur de l'EAE. Selon ces arrangements, nous avons le droit de recouvrer auprès de l'acquéreur de l'EAE les coûts fixes et variables prévisionnels. Une marge d'exploitation et d'entretien est comprise dans ces coûts fixes et variables et comptabilisée sur la durée des EAE. Aux termes des EAE, les contreparties sont également assujetties à un incitatif lié à la disponibilité des unités génératrices. Les incitatifs doivent être payés par les contreparties aux EAE lorsque la disponibilité excède des cibles préétablies. Ces montants au titre des obligations de prestation sont comptabilisés selon les estimations des interruptions de service planifiées qui influent sur la disponibilité future des unités génératrices et des prix futurs de l'électricité sur la durée des EAE.

Pour le premier trimestre de 2019, les centrales thermiques visées par des EAE ont enregistré un résultat ajusté de 7 M\$, en baisse de 7 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2018. Cette baisse s'explique surtout par le reclassement du résultat tiré de l'unité 5 de Battle River dans les centrales électriques indépendantes depuis le 1^{er} janvier 2019.

Production d'électricité à l'échelle internationale

L'entreprise de production d'électricité à l'échelle internationale fournit de l'électricité provenant de deux centrales électriques alimentées au gaz naturel situées en Australie, soit la centrale d'Osborne dans le sud de l'Australie et la centrale de Karratha en Australie-Occidentale, ainsi que d'une centrale de production décentralisée à proximité de San Luis Potosí, au Mexique, et d'une centrale hydroélectrique à proximité de Veracruz, également au Mexique.

Le résultat ajusté tiré des activités de production d'électricité à l'échelle internationale pour le premier trimestre de 2019 a été stable par rapport à celui de la période correspondante de 2018. L'augmentation du résultat tiré de la production d'hydroélectricité à Veracruz, au Mexique, a été contrebalancée par l'incidence de la nouvelle entente d'achat d'énergie pour la centrale d'Osborne entrée en vigueur en décembre 2018. Canadian Utilities a négocié une prolongation de cinq ans de l'entente d'achat d'énergie conclue avec Origin Energy Electricity Limited relativement à la centrale électrique d'Osborne d'une capacité de 180 MW. Même si l'entente prolongée prévoit des prix inférieurs à ceux de l'entente initiale, la prolongation de cinq ans représente un rendement supérieur au rendement prévu pour le projet dans la décision d'investissement initiale.

Alberta PowerLine

Alberta PowerLine est un partenariat formé par Canadian Utilities (à 80 pour cent) et Quanta Services, Inc. (à 20 pour cent), aux termes d'un contrat de 35 ans de l'Alberta Electric System Operator (l'« AESO ») visant à concevoir, construire, détenir et exploiter le projet de transport de 500-kV de Fort McMurray West sur une distance de 500 km, de Wabamun, près d'Edmonton, à Fort McMurray, en Alberta.

Le résultat ajusté d'APL s'est établi à 7 M\$ pour le premier trimestre de 2019, en baisse de 3 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2018. Cette baisse s'explique surtout par la diminution des activités de construction, contrebalancée en partie par la comptabilisation des incitatifs de mise en service anticipée applicables pour 2019.

FAITS NOUVEAUX CONCERNANT LE SECTEUR ÉLECTRICITÉ

Alberta PowerLine

En mars 2019, la construction du projet de transport de 500-kV sur 500 km jusqu'à Fort McMurray West s'est terminée. Pour le premier trimestre de 2019, les investissements en capital de 95 M\$ effectués ont surtout visé l'achèvement du filage et la mise en service des lignes de transport d'électricité. La mise en service, initialement prévue pour juin 2019, a eu lieu le 28 mars 2019, soit trois mois avant la date prévue et dans le respect des budgets.

Un examen stratégique de la participation de 80 pour cent de Canadian Utilities dans Alberta PowerLine est en cours. Ce processus s'inscrit dans les pratiques de la société qui consistent à réévaluer et à optimiser constamment son portefeuille d'entreprises. Dans le cadre de ce processus d'examen stratégique, Canadian Utilities donne l'occasion aux communautés autochtones d'acquérir une participation dans Alberta PowerLine. Canadian Utilities entend demeurer l'exploitant d'Alberta PowerLine pour la durée de l'accord de concession de 35 ans.

Examen stratégique des actifs canadiens de production d'électricité

Le 13 septembre 2018, Canadian Utilities a annoncé qu'elle examinait différentes stratégies pour son entreprise de production d'électricité au Canada. Ce processus s'inscrit dans les pratiques de la société qui consistent à réévaluer et à optimiser constamment son portefeuille d'entreprises. Rien ne garantit que ce processus aboutisse à une transaction.



PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

Les produits des activités ordinaires du secteur Pipelines et liquides se sont établis à 477 M\$ pour le premier trimestre de 2019, en baisse de 8 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2018. Cette baisse s'explique essentiellement par la diminution des produits refacturés par l'entreprise de distribution de gaz naturel au titre des droits de franchise et des frais de transport de tiers.

RÉSULTAT AJUSTÉ

	Trimestres clos les 31 mars		
(en millions de dollars)	2019	2018	Variation
Entreprises à tarifs réglementés du secteur Pipelines et liquides			
Distribution de gaz naturel	72	67	5
Transport de gaz naturel	16	18	(2)
Distribution de gaz naturel à l'échelle internationale	8	14	(6)
Total – résultat ajusté des entreprises à tarifs réglementés du secteur Pipelines et liquides	96	99	(3)
Entreprises à tarifs non réglementés du secteur Pipelines et liquides			
Stockage et infrastructures hydrauliques industrielles	2	2	–
Total – résultat ajusté du secteur Pipelines et liquides	98	101	(3)

Le résultat ajusté du secteur Pipelines et liquides s'est établi à 98 M\$ pour le premier trimestre de 2019, en baisse de 3 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2018. Cette baisse est essentiellement attribuable aux ajustements pour tenir compte de l'inflation pour l'entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale, qui ont été en partie contrebalancés par l'accroissement continu de la base de tarification des entreprises à tarifs réglementés et les économies de coûts.

Les sections suivantes fournissent des informations plus détaillées sur les activités et les résultats financiers des entreprises du secteur Pipelines et liquides.

ENTREPRISES À TARIFS RÉGLEMENTÉS DU SECTEUR PIPELINES ET LIQUIDES

Distribution de gaz naturel

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

Pour le premier trimestre de 2019, le résultat ajusté de l'entreprise de distribution de gaz naturel s'est établi à 72 M\$, en hausse de 5 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2018, essentiellement en raison de l'accroissement continu de la base de tarification et de la clientèle ainsi qu'en raison des économies de coûts.

Transport de gaz naturel

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

L'entreprise de transport de gaz naturel a enregistré un résultat ajusté de 16 M\$ pour le premier trimestre de 2019, en baisse de 2 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2018. Cette baisse est principalement attribuable au moment où l'AUC prendra sa décision concernant les tarifs faisant l'objet de la demande générale de hausse tarifaire pour 2019-2020. Si l'AUC approuve tous les aspects de la demande, l'augmentation du résultat ajusté du premier trimestre de 2019 pourrait atteindre environ 4 M\$, et cette augmentation serait prise en compte dans le résultat ajusté au moment de la communication de la décision, qui est attendue vers le milieu de 2019.

Distribution de gaz naturel à l'échelle internationale

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

L'entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale a enregistré un résultat ajusté de 8 M\$ pour le premier trimestre de 2019, en baisse de 6 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2018. Cette baisse est essentiellement attribuable à l'écart important entre les taux d'inflation du premier trimestre de 2018 et du premier trimestre de 2019. Des ajustements du bénéfice sont effectués chaque trimestre pour tenir compte du taux d'inflation publié par le bureau des statistiques de l'Australie. Le taux d'inflation publié pour le premier trimestre de 2019, une fois appliqué aux calculs du taux de rendement, s'est traduit par une diminution des produits des activités ordinaires et du bénéfice pour le trimestre.

ENTREPRISES À TARIFS NON RÉGLEMENTÉS DU SECTEUR PIPELINES ET LIQUIDES

Stockage et infrastructures hydrauliques industrielles

L'entreprise de stockage et d'infrastructures hydrauliques industrielles offre des services d'infrastructures hydrauliques industrielles et des services non réglementés de stockage et de transport d'hydrocarbures et de gaz naturel en Alberta.

Le résultat ajusté de l'entreprise de stockage et d'infrastructures hydrauliques industrielles s'est établi à 2 M\$ pour le premier trimestre de 2019, ce qui est stable par rapport à celui de la période correspondante de 2018. Le bénéfice supplémentaire tiré des deux nouvelles cavernes de stockage d'hydrocarbures entrées en service au deuxième trimestre de 2018 a été contrebalancée par la baisse du bénéfice tiré des activités de stockage de gaz naturel.



Le secteur Siège social et autres activités de Canadian Utilities comprend les activités de vente au détail d'énergie lancées en 2016 par l'entremise d'ATCOenergy afin de fournir des services liés à l'électricité et au gaz naturel aux clients de détail en Alberta. Il comprend aussi le siège social mondial à Calgary, au Canada, le siège social à Perth, en Australie-Occidentale et le siège social à Mexico, au Mexique. Le secteur Siège social et autres activités de Canadian Utilities comprend aussi les charges au titre des dividendes sur les actions privilégiées de CU Inc. et de Canadian Utilities.

Compte tenu des éliminations intersectorielles, le résultat ajusté du secteur Siège social et autres activités de Canadian Utilities au premier trimestre de 2019 a augmenté de 3 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2018, en raison surtout du calendrier de certaines charges d'exploitation.

FAITS RÉCENTS D'ORDRE RÉGLEMENTAIRE

COÛT GÉNÉRIQUE DU CAPITAL (POSTÉRIEUR À 2020)

En décembre 2018, l'AUC a entamé la procédure relative au coût générique du capital (« CGC ») pour 2021. Cette procédure visera essentiellement à déterminer si l'approche par formule devrait être utilisée pour le RCP. En avril 2019, l'AUC a publié une lettre dans laquelle elle énonce que l'étendue de la procédure comprendra une approche non fondée sur une formule à l'égard du CGC pour 2021 et 2022, avec la possibilité de revenir à une approche par formule. Les éléments probants initiaux devraient être déposés en janvier 2020. L'AUC s'attend à rendre une décision en 2020.

QUESTIONS LIÉES AUX TECHNOLOGIES DE L'INFORMATION

Cette procédure a une incidence sur le recouvrement des coûts en matière de technologies de l'information pour les entreprises de services publics de l'Alberta depuis le 1^{er} janvier 2015. La procédure portant sur les questions liées aux technologies de l'information initiée en 2015 a pris fin en décembre 2018. Une décision est attendue au deuxième trimestre de 2019.

RÉOUVERTURE DU PLAN DE RÉGLEMENTATION FONDÉE SUR LE RENDEMENT (« RFR »)

DE PREMIÈRE GÉNÉRATION

En juin 2018, l'AUC a entamé une procédure relative à la distribution d'électricité et de gaz naturel, par suite du déclenchement de la clause de réouverture pour les deux types d'entreprises de services publics en 2017, dernière année du plan de RFR de première génération. Les seuils fixés pour la réouverture du plan de RFR sont atteints si le résultat d'une entreprise de services publics affiche un écart de +/- 500 points de base par rapport au rendement des capitaux propres approuvé pour une année ou de +/- 300 points de base par rapport au rendement des capitaux propres approuvé pour deux années consécutives.

En février 2019, l'AUC a rendu une décision selon laquelle il n'y avait pas lieu de rouvrir le plan, ce qui cadre avec l'évaluation de Canadian Utilities qui avait permis à cette dernière de conclure que les résultats atteints par les entreprises de services publics n'étaient pas attribuables à une faille du plan de RFR mais plutôt à des décisions de gestion en réponse aux incitatifs créés par le plan. La procédure est maintenant terminée.

RÉVISION ET MODIFICATION DU PLAN DE RFR DE DEUXIÈME GÉNÉRATION

En février 2019, l'AUC a entamé une procédure visant à réévaluer les paramètres d'ajustement pour tenir compte d'anomalies applicables aux tarifs d'entrée dans le cadre du plan de RFR de deuxième génération et pour étudier le type d'ajustements pour tenir compte d'anomalies pouvant être permis pour les entreprises de distribution de l'Alberta assujetties à la RFR. Les tarifs d'entrée pour les entreprises de distribution d'électricité et de gaz naturel à l'égard du plan de RFR 2018-2022 demeureront en vigueur jusqu'à ce que les conclusions de cette révision soient connues.

DEMANDE GÉNÉRALE DE HAUSSE TARIFAIRE D'ATCO PIPELINES POUR 2019 ET 2020

En juillet 2018, l'entreprise de transport de gaz naturel a déposé une demande générale de hausse tarifaire pour 2019 et 2020 dans laquelle elle demande, entre autres, une hausse des produits des activités ordinaires en raison de l'accroissement de la base de tarification découlant d'abord des dépenses en immobilisations, par exemple le projet de pipeline Pembina-Keephills, ainsi que des charges d'exploitation et des dépenses d'entretien. La décision de l'AUC est attendue vers le milieu de 2019.

DEMANDE DE REPORT POUR LE PROGRAMME DE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT DANS LA RÉGION DE HANNA D'ATCO ELECTRIC

En février 2017, l'entreprise de transport d'électricité a déposé une demande visant l'approbation d'acquisitions d'immobilisations corporelles d'environ 688 M\$ pour le programme de développement du réseau de transport dans la région de Hanna dont les dates de mise en service se situent entre 2012 et 2015. Une décision est prévue pour le milieu de l'exercice 2019.

DEMANDE DE REPORT D'AFFECTATION POUR DES PROJETS D'ATCO ELECTRIC S'ÉCHELONNANT DE 2015 À 2017

En mars 2019, l'entreprise de transport d'électricité a présenté une demande visant à faire approuver l'acquisition d'immobilisations d'un montant d'environ 2,2 G\$ dans le cadre de projets de transport dont les dates de mise en service s'échelonnaient entre 2015 et 2017. La demande comprend l'acquisition d'immobilisations d'un montant de 1,8 G\$ pour Eastern Alberta Transmission Line (« EATL »).

ENTENTE D'ACCÈS D'ATCO GAS AUSTRALIA

L'entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale a présenté l'entente d'accès AA5 à l'Economic Regulation Authority (l'« ERA ») le 31 août 2018. L'ERA a publié un projet de décision concernant l'entente AA5 en avril 2019, et la décision définitive devrait être rendue vers la fin du troisième trimestre de 2019. L'entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale a passé en revue le projet de décision et dispose de six semaines pour soumettre une réponse à l'ERA.

DURABILITÉ, CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Nous estimons que la réduction de notre impact sur l'environnement fait partie intégrante de notre quête d'excellence opérationnelle et de croissance durable à long terme. Notre réussite dépend de notre capacité d'exercer nos activités de manière responsable et durable, aujourd'hui et dans l'avenir.

RAPPORTS SUR LA DURABILITÉ

Le rapport sur la durabilité d'ATCO, dont la publication est prévue en juin 2019, sera axé sur les sujets d'importance suivants :

- responsabilité énergétique : accessibilité et caractère abordable, sécurité et fiabilité et satisfaction de la clientèle,
- responsabilité environnementale : changements climatiques et utilisation de l'énergie et respect des normes environnementales,
- sécurité : santé et sécurité du personnel, sécurité du public et préparation aux situations d'urgence,
- relations avec les collectivités et les Autochtones.

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

Le rapport sur la durabilité de 2018 ainsi que l'indice de contenu GRI et d'autres informations seront disponibles sur notre site Web, à l'adresse www.canadianutilities.com.

CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Pour contribuer à réduire les émissions de carbone dans l'avenir, nous poursuivons nos initiatives visant à intégrer des combustibles à faible intensité de carbone, tels que le gaz naturel, l'hydrogène, les énergies renouvelables et les solutions d'énergie propre.

En 2018, nous avons installé trois bornes de recharge pour véhicules électriques entre Calgary et Edmonton, en Alberta, offrant ainsi aux utilisateurs finaux l'occasion de remplacer un combustible de transport liquide par une source d'énergie à faibles émissions de carbone. En 2019, Canadian Utilities prévoit augmenter considérablement le nombre de ses bornes de recharge rapide à courant continu pour véhicules électriques en Alberta. La quatrième borne de recharge devrait entrer en service en mai, et il est prévu que 19 autres bornes seront installées en 2019 et 2020.

AUTRES CHARGES ET PRODUITS

Le tableau suivant présente un résumé financier des autres charges et produits consolidés pour le premier trimestre de 2019 et de 2018. Ces montants sont présentés selon les IFRS. Ils n'ont pas été ajustés pour tenir compte du calendrier des produits et des charges associés aux activités à tarifs réglementés ainsi que des autres éléments qui ne s'inscrivent pas dans le cours normal des activités.

	Trimestres clos les 31 mars		
(en millions de dollars)	2019	2018	Variation
Charges d'exploitation	529	516	13
Coûts liés aux accords de concession de services	95	368	(273)
Résultat tiré de la participation dans des coentreprises	8	8	–
Dotation aux amortissements	157	151	6
Charges financières, montant net	117	114	3
Impôt sur le résultat	80	63	17

CHARGES D'EXPLOITATION

Les charges d'exploitation, qui s'entendent du total des frais et des charges après déduction des coûts liés aux accords de concession de services et de la dotation aux amortissements, ont augmenté de 13 M\$ au premier trimestre de 2019 par rapport à celles de la période correspondante de 2018. La hausse des charges d'exploitation s'explique surtout par l'augmentation des coûts refacturés de carburant pour la production de gaz naturel et d'électricité en raison de l'augmentation de l'activité des centrales électriques indépendantes et d'ATCOenergy, partiellement contrebalancée par des profits latents sur les contrats à terme sur marchandises évalués à la valeur de marché des centrales électriques indépendantes.

COÛTS LIÉS AUX ACCORDS DE CONCESSION DE SERVICES

Les coûts liés aux accords de concession de services du premier trimestre de 2019 s'entendent des coûts comptabilisés par Alberta PowerLine relativement aux activités de construction par des tiers pour le projet de 500-kV de Fort McMurray West.

RÉSULTAT TIRÉ DE LA PARTICIPATION DANS DES COENTREPRISES

Le résultat tiré de la participation dans des coentreprises se compose principalement des participations de la société dans plusieurs centrales électriques et dans Strathcona Storage Limited Partnership, qui exploite des installations de stockage d'hydrocarbures près de Fort Saskatchewan, en Alberta.

Le résultat du premier trimestre de 2019 est comparable à celui de la période correspondante de 2018.

DOTATION AUX AMORTISSEMENTS

Pour le premier trimestre de 2019, la dotation aux amortissements a augmenté de 6 M\$ par rapport à celle de la période correspondante de 2018, en raison surtout de l'accroissement continu de la base de tarification des entreprises à tarifs réglementés.

CHARGES FINANCIÈRES, MONTANT NET

Le montant net des charges financières a augmenté de 3 M\$ pour le premier trimestre de 2019, par rapport à celui de la période correspondante de 2018, en raison surtout de la baisse des produits d'intérêt sur les soldes en trésorerie d'APL et de la comptabilisation de charges d'intérêt relatives à l'émission de titres de créance supplémentaires pour financer le programme continu d'investissement en capital des entreprises de services publics réglementées.

IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

L'impôt sur le résultat a augmenté de 17 M\$ pour le premier trimestre de 2019, par rapport à celui de la période correspondante de 2018, en raison principalement de la hausse du bénéfice avant impôt.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Notre situation financière est soutenue par les activités de services publics réglementées et les activités effectuées dans le cadre de contrats à long terme. Nos stratégies commerciales ainsi que le financement de nos activités et de notre croissance future prévue s'appuient sur le maintien de notations de crédit de première qualité et l'accès aux marchés financiers à des taux concurrentiels. Les principales sources de financement sont les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ainsi que les marchés des titres de créance et des actions privilégiées.

Nous jugeons qu'il est prudent de conserver des liquidités suffisantes pour financer les besoins en trésorerie d'environ un exercice complet afin de maintenir une grande souplesse financière. Les liquidités proviennent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et sont soutenues par des niveaux appropriés de trésorerie et les facilités de crédit engagées disponibles.

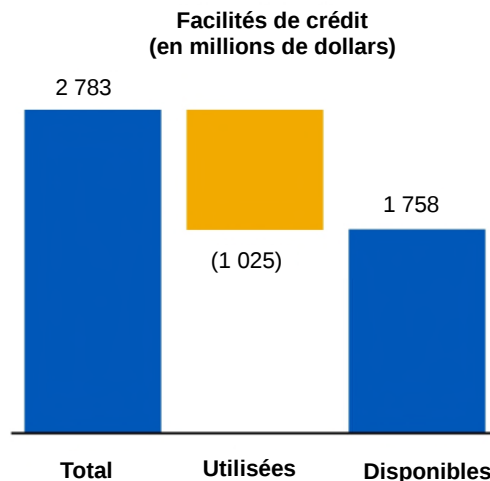
FACILITÉS DE CRÉDIT

Au 31 mars 2019, Canadian Utilities et ses filiales disposaient des facilités de crédit suivantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	Total	Montant utilisé	Montant disponible
Facilités engagées à long terme	2 230	790	1 440
Facilités non engagées	553	235	318
Total	2 783	1 025	1 758

Des facilités de crédit totales de 2 783 M\$, une tranche de 553 M\$ a trait à des facilités de crédit non engagées pour lesquelles aucune date d'échéance n'est fixée. Le solde de 2 230 M\$ a trait à des facilités de crédit engagées dont les dates d'échéance s'échelonnent entre 2020 et 2023, à moins qu'elles ne soient prorogées au gré des prêteurs.

Une tranche de 382 M\$ du montant de 1 025 M\$ prélevé sur les facilités de crédit se rapporte à ATCO Gas Australia Pty Ltd., et un montant de 400 M\$ se rapporte à l'émission de papier commercial adossé aux facilités de crédit de la société. La majeure partie du solde résiduel se rapporte à l'émission de lettres de crédit. Les facilités de crédit engagées à long terme servent à répondre à tous les besoins d'ATCO Gas Australia Pty Ltd. en matière de financement par emprunt.



FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Au 31 mars 2019, la société détenait un montant de 603 M\$ en trésorerie, en hausse de 4 M\$ par rapport à celui détenu au 31 décembre 2018. Cette augmentation est essentiellement attribuable au bénéfice généré durant le trimestre, contrebalancé en partie par la trésorerie utilisée pour financer le programme d'investissements en capital.

Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 551 M\$ pour le premier trimestre de 2019, en hausse de 26 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2018. Cette hausse s'explique essentiellement par l'augmentation du bénéfice en trésorerie et des dividendes tirés des coentreprises, partiellement contrebalancée par une hausse de l'impôt payé.

Flux de trésorerie affectés aux investissements en capital

Les flux de trésorerie affectés aux investissements en capital se sont chiffrés à 315 M\$ pour le premier trimestre de 2019, en baisse de 429 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2018. La diminution des dépenses en capital est principalement attribuable à la baisse des investissements en capital prévus pour Alberta PowerLine et pour les activités de distribution et de transport de gaz naturel. Au premier trimestre de 2018, les investissements en capital affectés à la production d'électricité comprenaient l'acquisition de la centrale d'hydroélectricité au Mexique pour un montant de 112 M\$.

Le tableau suivant présente les investissements en capital pour le premier trimestre de 2019 et de 2018.

	Trimestres clos les 31 mars		
(en millions de dollars)	2019	2018	Variation
Électricité			
Distribution d'électricité	45	46	(1)
Transport d'électricité	63	69	(6)
Production d'électricité	4	116	(112)
Alberta PowerLine	95	368	(273)
Total – Électricité	207	599	(392)
Pipelines et liquides			
Distribution de gaz naturel	44	55	(11)
Transport de gaz naturel	45	64	(19)
Distribution de gaz naturel à l'échelle internationale	16	16	–
Transport de gaz naturel à l'échelle internationale et stockage et infrastructures hydrauliques industrielles	2	6	(4)
Total – Pipelines et liquides	107	141	(34)
Siège social et autres activités	1	4	(3)
Total – Canadian Utilities ^{1) 2)}	315	744	(429)

1) Compte tenu des dépenses en immobilisations dans des coentreprises de néant pour le premier trimestre de 2019 (5 M\$ en 2018).

2) Compte tenu des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles ainsi que des intérêts incorporés au coût de l'actif pendant la construction de 5 M\$ pour le premier trimestre de 2019 (5 M\$ en 2018).

Prospectus préalable de base

Débetures de CU Inc.

Le 11 juin 2018, CU Inc. a déposé un prospectus préalable de base lui permettant d'émettre des débetures totalisant au plus 1,5 G\$ pendant la durée de 25 mois du prospectus. En date du 24 avril 2019, le total des émissions de débetures s'élevait à 385 M\$.

Titres de créance et actions privilégiées de Canadian Utilities

Le 11 juin 2018, Canadian Utilities a déposé un prospectus préalable de base lui permettant d'émettre des titres de créance et des actions privilégiées pour un montant d'au plus 2 G\$ pendant la durée de 25 mois du prospectus. À ce jour, aucun titre de créance ni aucune action privilégiée n'ont été émis aux termes de ce prospectus préalable de base.

Dividendes et actions ordinaires

Depuis 1972, nous avons augmenté le dividende sur nos actions ordinaires tous les ans, soit un historique de 47 ans. Les dividendes versés aux porteurs d'actions de catégorie A et de catégorie B ont totalisé 115 M\$ pour le premier trimestre de 2019.

Le 4 avril 2019, le conseil d'administration a déclaré un dividende de 42,27 cents par action pour le deuxième trimestre. Les dividendes sont versés au gré du conseil d'administration, en fonction de notre situation financière et d'autres facteurs.

Historique de
47 ans
de croissance des
dividendes sur les
actions ordinaires

Régime de réinvestissement des dividendes de Canadian Utilities (« RRD »)

Au cours l'exercice 2018, Canadian Utilities a émis 2 000 420 actions de catégorie A sans droit de vote aux termes de son RRD en remplacement du versement de dividendes en trésorerie de 63 M\$.

Le RRD de Canadian Utilities a été interrompu le 10 janvier 2019, et aucune action de catégorie A sans droit de vote n'a été émise dans le cadre de ce régime.

CAPITAL-ACTIONS

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

En date du 23 avril 2019, 199 404 195 actions de catégorie A et 73 744 280 actions de catégorie B de la société étaient en circulation, et des options visant l'achat de 789 000 actions de catégorie A de la société étaient en cours.

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

Les porteurs des 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 sur ces catégories d'actions ainsi que l'actif résiduel de la société après sa dissolution. Les porteurs des actions de catégorie B sont en droit de voter et d'échanger en tout temps chaque action détenue contre une action de catégorie A.

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

De plus, les porteurs d'actions de catégorie A sont en droit d'échanger leurs actions contre des actions de catégorie B de la société 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 de la société. Dans tous les cas, chaque action de catégorie A est échangeable contre une action de catégorie B, sous réserve de modifications 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, 5 148 100 actions de catégorie A pouvaient être émises au 31 mars 2019. Les options peuvent être attribuées aux dirigeants et aux employés clés de la société et de ses filiales à un prix d'exercice égal à la moyenne pondérée du cours des actions à la Bourse de Toronto pendant les cinq jours ouvrables précédant immédiatement la date d'attribution. Les modalités d'acquisition des droits ainsi que la période d'exercice (qui ne peut dépasser 10 ans) sont déterminées au moment de l'attribution.

INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

Le tableau suivant présente les informations financières des huit trimestres clos du 30 juin 2017 au 31 mars 2019.

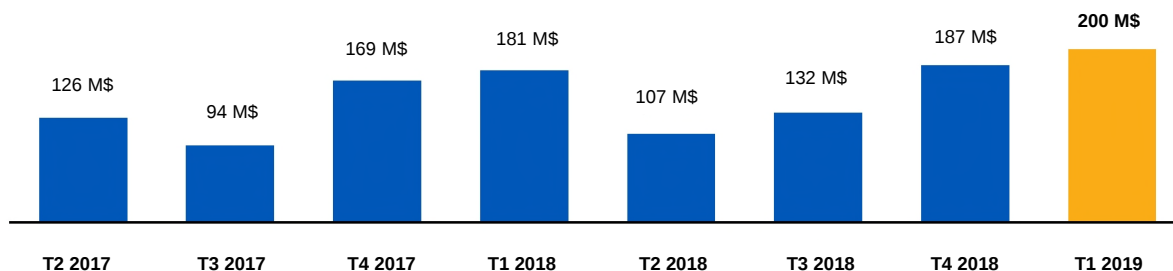
<i>(en millions de dollars, sauf les données par action)</i>	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019
Produits des activités ordinaires	967	990	1 035	1 189
Bénéfice (perte) attribuable aux actionnaires de la société	(3)	202	256	217
Bénéfice (perte) attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B	(19)	185	239	200
Résultat par action de catégorie A et de catégorie B <i>(en dollars)</i>	(0,07)	0,68	0,87	0,73
Résultat dilué par action de catégorie A et de catégorie B <i>(en dollars)</i>	(0,07)	0,68	0,87	0,73
Résultat ajusté par action de catégorie A et de catégorie B <i>(en dollars)</i>	0,39	0,49	0,69	0,73
Résultat ajusté				
Électricité	100	134	103	116
Pipelines et liquides	27	17	102	98
Siège social et autres activités et éliminations intersectorielles	(20)	(19)	(18)	(14)
Total du résultat ajusté	107	132	187	200

<i>(en millions de dollars, sauf les données par action)</i>	T2 2017 ¹⁾	T3 2017 ¹⁾	T4 2017 ¹⁾	T1 2018
Produits des activités ordinaires	942	930	1 208	1 385
Bénéfice attribuable aux actionnaires de la société	90	94	102	179
Bénéfice attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B	73	78	85	162
Résultat par action de catégorie A et de catégorie B <i>(en dollars)</i>	0,27	0,29	0,32	0,60
Résultat dilué par action de catégorie A et de catégorie B <i>(en dollars)</i>	0,27	0,29	0,32	0,60
Résultat ajusté par action de catégorie A et de catégorie B <i>(en dollars)</i>	0,47	0,35	0,63	0,67
Résultat ajusté				
Électricité	98	88	95	97
Pipelines et liquides	43	24	94	101
Siège social et autres activités et éliminations intersectorielles	(15)	(18)	(20)	(17)
Total du résultat ajusté	126	94	169	181

1) Les chiffres ont été retraités pour tenir compte de l'incidence de l'adoption d'IFRS 15 le 1^{er} janvier 2018.

Résultat ajusté

Les résultats financiers des huit derniers trimestres reflètent la croissance continue de nos activités de services publics réglementées et les décisions d'ordre réglementaire s'y rapportant, ainsi que l'incidence des fluctuations des prix des marchandises sur la production et la vente d'électricité et sur nos activités de stockage de gaz naturel. Les résultats intermédiaires varient en raison de la nature saisonnière de la demande d'électricité et de gaz naturel et du calendrier des décisions d'ordre réglementaire concernant les services publics.



Électricité

Le résultat ajusté du secteur Électricité est influencé par le moment où certaines décisions d'ordre réglementaire importantes sont rendues, les prix de l'Alberta Power Pool et les différentiels de prix.

Pour 2017, le bénéfice au deuxième trimestre a subi l'incidence du calendrier des charges d'exploitation et des autres coûts liés à la distribution d'électricité ainsi que l'incidence de la décision rendue relativement à la déclaration de conformité portant sur la demande générale de hausse tarifaire de 2015 à 2017 pour le transport d'électricité. La baisse du bénéfice au troisième trimestre de 2017 tient compte de l'incidence négative de la décision portant sur la demande concernant les comptes de report pour 2013 et 2014 pour le transport d'électricité. Le bénéfice du quatrième trimestre de 2017 a été touché par les apports moindres des ventes à terme à l'entreprise de production d'électricité et par la hausse des frais d'expansion des affaires.

En 2018, le bénéfice a été touché par la révision de la base de tarification selon le modèle réglementé de l'Alberta pour la distribution d'électricité et par la baisse des tarifs provisoires approuvés par l'AUC pour le transport d'électricité.

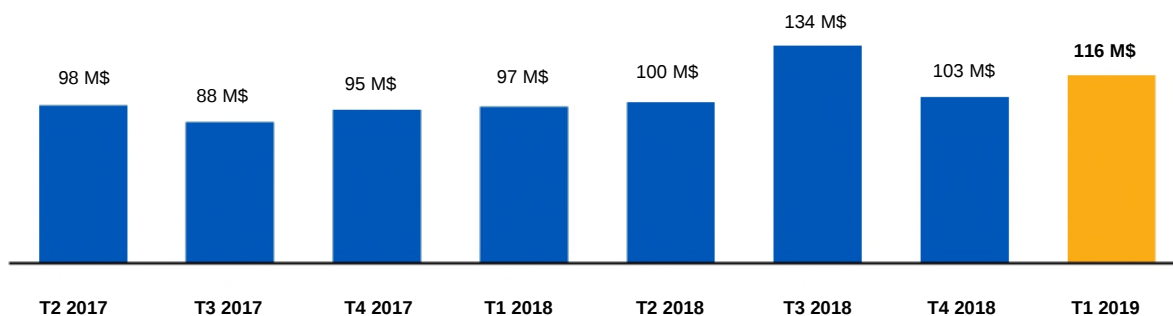
Pour le premier trimestre de 2018, le bénéfice des entreprises du secteur Électricité a subi l'incidence négative de la baisse des ventes à terme réalisées et des coûts liés aux interruptions de service mineures aux centrales électriques indépendantes, ces facteurs ayant été contrebalancés en partie par le bénéfice tiré d'Alberta PowerLine en raison des activités de construction et par le bénéfice plus élevé tiré des centrales thermiques visées par des EAE en raison de la comptabilisation d'incitatifs au titre de la disponibilité.

Pour le deuxième trimestre de 2018, le bénéfice a augmenté par rapport à celui du deuxième trimestre de 2017 en raison essentiellement de l'amélioration de la conjoncture de marché pour les centrales électriques indépendantes et de la comptabilisation d'un montant plus élevé d'incitatifs au titre de la disponibilité pour les centrales thermiques visées par des EAE.

Pour le troisième trimestre de 2018, le bénéfice a augmenté par rapport à celui du troisième trimestre de 2017 essentiellement en raison de la fin des obligations de prestation et de la comptabilisation d'incitatifs au titre de la disponibilité supplémentaires découlant de la résiliation de l'EAE visant l'unité 5 de Battle River ainsi qu'en raison de l'amélioration de la conjoncture de marché pour les centrales électriques indépendantes. Cette amélioration a été partiellement annulée par la baisse du bénéfice attribuable à la diminution des activités de construction prévues par Alberta PowerLine.

Pour le quatrième trimestre de 2018, la hausse du bénéfice par rapport à celui du quatrième trimestre de 2017 provient essentiellement du profit sur la vente des actifs de Barking Power et de l'amélioration de la conjoncture du marché de l'électricité en Alberta ainsi que d'une augmentation du bénéfice d'APL en raison d'incitatifs de mise en service anticipée.

Pour le premier trimestre de 2019, l'augmentation du bénéfice s'explique surtout par l'amélioration de la conjoncture du marché de l'électricité en Alberta, par l'accroissement continu de la base de tarification des entreprises de services à tarifs réglementés et par les économies de coûts au chapitre de la distribution d'électricité.



Pipelines et liquides

Le résultat ajusté du secteur Pipelines et liquides est influencé par le moment où certaines décisions d'ordre réglementaire importantes sont rendues, par les variations saisonnières ainsi que par la demande de services de stockage d'hydrocarbures et de gaz naturel et de services d'infrastructures hydrauliques.

Le bénéfice du deuxième trimestre de 2017 rend compte du recul de la demande saisonnière pour les activités de distribution de gaz naturel. Pour le troisième trimestre de 2017, le bénéfice est attribuable aux ajustements pour tenir compte de l'inflation des tarifs de l'entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale. La hausse du bénéfice du quatrième trimestre de 2017 résulte principalement de l'accroissement de la base de tarification pour l'ensemble des entreprises de services publics réglementées du secteur Pipelines et liquides.

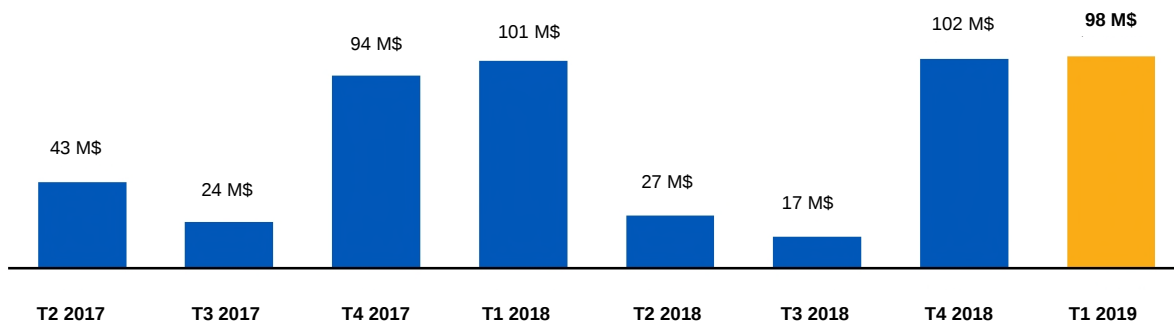
En 2018, le bénéfice a subi l'incidence négative de l'établissement d'une nouvelle base de tarification selon le modèle réglementé de distribution de gaz naturel en Alberta.

Pour le premier trimestre de 2018, la demande saisonnière plus élevée et l'accroissement de la base de tarification pour l'ensemble des entreprises de services publics réglementées du secteur Pipelines et liquides ont eu une incidence positive sur le bénéfice.

Pour le deuxième et le troisième trimestre de 2018, la baisse du bénéfice par rapport à celui de la période correspondante de 2017 est principalement attribuable à la plus faible demande saisonnière et à l'incidence de la révision de la base de tarification selon le modèle réglementé de l'Alberta pour la distribution de gaz naturel, ces facteurs ayant été contrebalancés en partie par l'accroissement de la base de tarification pour l'ensemble des entreprises de services publics réglementées du secteur Pipelines et liquides.

Pour le quatrième trimestre de 2018, l'augmentation du bénéfice par rapport à celui du quatrième trimestre de 2017 découle surtout de l'accroissement de la base de tarification et du moment de la comptabilisation de montants relatifs à certaines décisions réglementaires ainsi que de la hausse de la demande saisonnière.

Pour le premier trimestre de 2019, la diminution du bénéfice par rapport à celui du premier trimestre de 2018 s'explique essentiellement par les ajustements pour tenir compte de l'inflation pour l'entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale, qui ont été en partie contrebalancés par l'accroissement continu de la base de tarification ainsi que les économies de coûts au chapitre de la distribution de gaz naturel.



Bénéfice attribuable aux actionnaires de la société

Le bénéfice attribuable aux actionnaires de la société tient compte des ajustements temporels liés aux activités à tarifs réglementés et des profits ou des pertes latents sur les contrats à terme sur marchandises évalués à la valeur de marché. Il reflète également les profits et les pertes non récurrents, les pertes de valeur importantes, les coûts de restructuration et d'autres éléments ne faisant pas partie du cours normal des activités ou de l'exploitation courante qui ont été comptabilisés à divers moments au cours des huit derniers trimestres. Ces éléments ont été exclus du résultat ajusté et ils sont décrits ci-dessous :

- Au quatrième trimestre de 2017, Structures & Logistics a comptabilisé une perte de valeur sur les actifs d'hébergement pour les travailleurs au Canada et sur les locaux destinés à la location aux États-Unis. Structures & Logistics a établi que ces actifs avaient subi une dépréciation en raison d'une diminution de l'utilisation, de baisses continues des prix des principales marchandises ainsi que d'une réduction importante des programmes de dépenses en immobilisations de clients clés. La quote-part de 24,5 pour cent de la perte de valeur revenant à la société a réduit de 7 M\$ le résultat du secteur Siège social et autres activités.
- Au quatrième trimestre de 2017, la société a comptabilisé une hausse de 31 M\$ du bénéfice à la décomptabilisation d'apports de clients liés à la vente d'actifs de production d'électricité lors du passage à la comptabilisation en tant que contrat de location-financement par suite de l'application d'IFRS 15.
- Au deuxième trimestre de 2018, des coûts de restructuration et autres totalisant 60 M\$ après impôt engagés hors du cours normal des activités ont été comptabilisés. Ces coûts sont principalement liés à des compressions de personnel et aux indemnités de départ connexes, ainsi qu'aux décisions qui ont été prises d'abandonner certains projets qui ne correspondaient plus aux valeurs stratégiques à long terme de la société.
- Au troisième trimestre de 2018, l'EAE visant l'unité 5 de Battle River a été résiliée par le Balancing Pool de l'Alberta, et Canadian Utilities a repris le contrôle de la répartition. Canadian Utilities a reçu un paiement du Balancing Pool. Elle a aussi comptabilisé des coûts liés au charbon et des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations supplémentaires relativement à la centrale électrique de Battle River. Cet encaissement et ces coûts non récurrents, d'un montant net de 36 M\$ après impôt, ont été exclus du résultat ajusté.
- Au quatrième trimestre de 2018, Canadian Utilities a vendu sa participation de 100 pour cent dans les actifs de Barking Power. Le profit après impôt de 87 M\$ a été exclu du résultat ajusté.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR ET MESURES CONFORMES AUX PCGR SUPPLÉMENTAIRES

Le résultat ajusté s'entend du résultat attribuable aux actionnaires de la société, après ajustement au titre du calendrier des produits des activités ordinaires et des charges associés aux activités à tarifs réglementés, des dividendes sur les actions privilégiées de la société et des profits ou des pertes latents sur les contrats à terme sur marchandises évalués à la valeur de marché. De plus, le résultat ajusté ne tient pas compte des profits et des pertes non récurrents, des pertes de valeur importantes ni des éléments ne faisant pas partie du cours normal des activités ou de l'exploitation courante.

Le résultat ajusté permet de présenter le résultat tiré des activités à tarifs réglementés sur la même base qu'avant l'adoption des IFRS, à savoir les PCGR des États-Unis pour les activités à tarifs réglementés. La direction est d'avis que le résultat ajusté permet une analyse plus efficace du rendement et des tendances opérationnels. Un rapprochement du résultat ajusté et du résultat attribuable aux actionnaires de la société figure dans le présent rapport de gestion. Le résultat ajusté constitue une mesure conforme aux PCGR supplémentaire présentée à la note 4 des états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Le résultat ajusté par action de catégorie A et de catégorie B correspond au résultat ajusté divisé par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation pour la période.

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

Les investissements en capital s'entendent des fonds affectés aux dépenses en immobilisations, aux regroupements d'entreprises et aux accords de concession de services et des fonds affectés à la quote-part qui revient à la société des dépenses en immobilisations des coentreprises. De l'avis de la direction, les investissements en capital reflètent le total des liquidités investies par la société dans ses actifs. Les dépenses en immobilisations comprennent les entrées d'immobilisations corporelles et incorporelles ainsi que les intérêts inscrits au coût des actifs pendant la construction. Un rapprochement des investissements en capital et des dépenses en immobilisations figure dans le présent rapport de gestion.

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

Le résultat ajusté s'entend du résultat attribuable aux actionnaires de la société, après ajustement au titre du calendrier des produits des activités ordinaires et des charges associés aux activités à tarifs réglementés, des dividendes sur les actions privilégiées de la société et des profits ou des pertes latents sur les contrats à terme sur marchandises évalués à la valeur de marché. De plus, le résultat ajusté ne tient pas compte des profits et des pertes non récurrents, des pertes de valeur importantes ni des éléments ne faisant pas partie du cours normal des activités ou de l'exploitation courante.

Le résultat ajusté est une mesure clé du résultat sectoriel dont la direction se sert pour évaluer le rendement des secteurs d'activité et attribuer les ressources. La direction est d'avis que le résultat ajusté permet une meilleure appréciation des données relatives à la réglementation des tarifs au Canada et en Australie que le résultat établi selon les IFRS.

(en millions de dollars)						Trimestres clos les 31 mars
2019						
2018	Électricité	Pipelines et liquides	Siège social et autres activités	Éliminations intersectorielles	Chiffres consolidés	
Produits des activités ordinaires	690	477	69	(47)	1 189	
	899	485	39	(38)	1 385	
Résultat ajusté	116	98	(14)	–	200	
	97	101	(17)	–	181	
Profits (pertes) latents sur les contrats à terme sur marchandises évalués à la valeur de marché	6	–	–	–	6	
	(18)	–	–	–	(18)	
Activités à tarifs réglementés	(3)	(5)	–	1	(7)	
	(13)	9	–	1	(3)	
Dividendes sur les actions privilégiées de Canadian Utilities Limited	1	1	15	–	17	
	1	–	16	–	17	
Autres	–	1	–	–	1	
	–	2	–	–	2	
Bénéfice (perte) attribuable aux actionnaires de la société	120	95	1	1	217	
	67	112	(1)	1	179	

PROFITS (PERTES) LATENTS SUR LES CONTRATS À TERME SUR MARCHANDISES ÉVALUÉS À LA VALEUR DE MARCHÉ

Dans le but d'optimiser la capacité marchande disponible de ses centrales électriques et thermiques indépendantes qui ne sont pas régies par une entente d'achat d'énergie et de gérer l'exposition de celles-ci aux fluctuations des prix du marché de l'électricité, la société conclut des contrats à terme. Les contrats à terme sont évalués à la juste valeur. Les profits et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur des contrats à terme sont comptabilisés en résultat lorsque la comptabilité de couverture n'est pas appliquée. Le principal décideur opérationnel est d'avis que le fait d'éliminer les profits et les pertes latents sur les contrats à terme sur marchandises évalués à la valeur de marché donne une image plus fidèle des résultats d'exploitation des centrales électriques et thermiques indépendantes de la société qui ne sont pas régies par une entente d'achat d'énergie. Les profits et les pertes réalisés sont comptabilisés en résultat ajusté lorsque les contrats sur marchandises sont réglés.

ACTIVITÉS À TARIFS RÉGLEMENTÉS

ATCO Electric et ses filiales, ATCO Electric Yukon, Northland Utilities (NWT) et Northland Utilities (Yellowknife), ainsi qu'ATCO Gas, ATCO Pipelines et ATCO Gas Australia sont désignées collectivement les « entreprises de services publics à tarifs réglementés ».

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

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

Aux 31 mars, les ajustements temporels importants qui découlent des différences entre la comptabilité des activités à tarifs réglementés et les IFRS se présentaient comme suit :

	Trimestres clos les 31 mars		
(en millions de dollars)	2019	2018	Variation
Produits supplémentaires facturés au cours de la période considérée			
Frais futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux ¹⁾	20	19	1
Incidence du temps plus froid ²⁾	12	12	–
Produits à facturer au cours de périodes ultérieures			
Impôt différé ³⁾	(28)	(33)	5
Règlement des décisions d'ordre réglementaire et autres éléments	(11)	(1)	(10)
	(7)	(3)	(4)

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

2) Les tarifs clients d'ATCO Gas sont fondés sur des prévisions de températures normales. Les variations de température peuvent se traduire par le recouvrement d'un montant plus élevé ou moins élevé que prévu auprès des clients. Les produits inférieurs ou supérieurs à la normale pour la période considérée sont remboursés aux clients ou recouvrés auprès de ceux-ci au cours des périodes ultérieures.

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

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

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

AUTRES

Chaque trimestre, la société ajuste l'actif d'impôt différé qui a été comptabilisé par suite de la dépréciation du projet de pipeline de Tula en 2015. Pour le trimestre clos le 31 mars, la société a comptabilisé un profit de change de 1 M\$ (profit de change de 2 M\$ en 2018) en raison de l'écart entre la monnaie utilisée aux fins de l'impôt, soit le peso mexicain, et la monnaie fonctionnelle, soit le dollar américain.

RAPPROCHEMENT DES FONDS PROVENANT DE L'EXPLOITATION ET DES FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Les fonds provenant de l'exploitation correspondent aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et la variation de la créance au titre d'un accord de concession de services. De l'avis de la direction, les fonds provenant de l'exploitation constituent un indicateur clé de la capacité de la société à générer, au cours d'une période, les fonds nécessaires au financement de ses dépenses en immobilisations. Les fonds provenant de l'exploitation étant une mesure dont la définition n'est pas normalisée selon les IFRS, ils pourraient être sans valeur comparative par rapport aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés.

(en millions de dollars)

2019	Trimestres clos les
2018	31 mars
Fonds provenant de l'exploitation	551
	525
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(110)
	163
Variation de la créance au titre d'un accord de concession de services	(126)
	(399)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	315
	289

RAPPROCHEMENT DES INVESTISSEMENTS EN CAPITAL ET DES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Les investissements en capital s'entendent des fonds affectés aux dépenses en immobilisations, aux regroupements d'entreprises et aux accords de concession de services et des fonds affectés à la quote-part qui revient à la société des dépenses en immobilisations des coentreprises. De l'avis de la direction, les investissements en capital reflètent le total des liquidités investies par la société dans ses actifs. Les dépenses en immobilisations comprennent les entrées d'immobilisations corporelles et incorporelles ainsi que les intérêts inscrits au coût des actifs pendant la construction. Un rapprochement des investissements en capital et des dépenses en immobilisations figure dans le présent rapport de gestion.

(en millions de dollars)				Trimestres clos les 31 mars
2019				
2018	Électricité	Pipelines et liquides	Siège social et autres activités	Chiffres consolidés
Investissement en capital	207	107	1	315
	599	141	4	744
Dépenses en immobilisations dans les coentreprises	–	–	–	–
	(3)	(2)	–	(5)
Regroupements d'entreprises ¹⁾	–	–	–	–
	(112)	–	–	(112)
Accords de concession de services	(95)	–	–	(95)
	(368)	–	–	(368)
Dépenses en immobilisations	112	107	1	220
	116	139	4	259

1) Le poste « Regroupements d'entreprises » comprend l'acquisition par la filiale d'ATCO Canadian Utilities d'Electricidad del Golfo, une centrale hydroélectrique de 35 MW visée par un contrat à long terme qui se trouve dans l'état de Veracruz, au Mexique.

AUTRES INFORMATIONS FINANCIÈRES

MODIFICATIONS COMPTABLES

Le 1^{er} janvier 2019, la société a adopté une nouvelle norme comptable, IFRS 16 *Contrats de location*, qui remplace IAS 17 *Contrats de location* et les interprétations s'y rattachant. Cette norme présente une nouvelle approche relative à la comptabilisation des contrats de location et exige que le preneur à bail comptabilise des actifs au titre des droits d'utilisation et des obligations locatives. La norme exige l'inscription à l'état de la situation financière de la plupart des contrats de location par le preneur, éliminant la distinction entre les contrats de location simple et les contrats de location-financement. En ce qui a trait au bailleur, la nouvelle norme reprend en grande partie les dispositions de la norme antérieure relatives au classement des contrats de location.

La société a adopté cette norme selon la méthode rétrospective modifiée, cette dernière n'exigeant pas le retraitement de l'information financière de la période antérieure puisqu'elle permet de comptabiliser l'incidence cumulative à l'état de la situation financière d'ouverture et d'appliquer la norme de manière prospective. Par conséquent, l'information comparative dans les états financiers consolidés intermédiaires non audités n'a pas été retraitée.

Lors de l'adoption de la norme, le 1^{er} janvier 2019, la société a comptabilisé des actifs au titre des droits d'utilisation de 67 M\$ et des obligations locatives de 67 M\$. Ces actifs au titre des droits d'utilisation et ces obligations locatives se rapportent à des contrats de location pour des terrains et des bâtiments. Depuis le 1^{er} janvier 2019, la société comptabilise une dotation aux amortissements pour les actifs au titre des droits d'utilisation et une charge d'intérêt pour les obligations locatives, les paiements de loyers étant portés en déduction des obligations locatives. Avant l'adoption d'IFRS 16, les paiements de loyers étaient comptabilisés en charge à l'état du résultat net. L'adoption d'IFRS 16 n'a pas eu d'incidence significative sur le bénéfice. De plus amples informations concernant l'adoption d'IFRS 16, les actifs au titre des droits d'utilisation et les obligations locatives sont présentées aux notes 3, 9 et 12 des états financiers consolidés intermédiaires non audités.

De l'avis de la société, aucune autre norme nouvelle ou modifiée ayant été publiée, mais non encore en vigueur, n'aura une incidence significative sur les états financiers consolidés intermédiaires non audités après son adoption.

CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

La société n'a apporté aucun changement à son contrôle interne à l'égard de l'information financière au cours de la période ouverte le 1^{er} janvier 2019 et close le 31 mars 2019 qui ait eu ou aurait raisonnablement pu avoir une incidence significative sur le contrôle interne de la société à l'égard de l'information financière.

INFORMATION PROSPECTIVE

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

Les décisions d'ordre réglementaire, l'environnement concurrentiel des secteurs dans lesquels la société exerce ses activités, la conjoncture économique et d'autres facteurs, dont bon nombre échappent au contrôle de la société, pourraient faire en sorte que les résultats réels de la société diffèrent considérablement de l'information prospective présentée dans ce rapport de gestion.

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

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

Canadian Utilities a publié ses états financiers consolidés intermédiaires non audités et son rapport de gestion du trimestre clos le 31 mars 2019. Il est possible d'obtenir des exemplaires de ces documents en en faisant la demande au service des relations avec les investisseurs par écrit à l'adresse 5302, rue Forand SO, immeuble ouest, 3^e étage, Calgary (Alberta) T3E 8B4, par téléphone au 403 292-7500, par télécopieur au 403 292-7532 ou par courriel à l'adresse investorrelations@atco.com.

GLOSSAIRE

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

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

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

Alberta Power Pool s'entend du marché de l'électricité en Alberta exploité par l'AESO.

AUC désigne l'Alberta Utilities Commission.

Différentiel de prix s'entend de l'écart entre le prix de vente de l'électricité et le coût différentiel de production d'électricité à partir du gaz naturel. Dans le présent rapport de gestion, les différentiels de prix sont fondés sur une consommation de chaleur approximative de 7,5 GJ par MWh.

Disponibilité s'entend d'une mesure de temps, exprimée selon un pourcentage d'exploitation continue, pendant laquelle une unité génératrice peut produire de l'électricité, sans égard au fait que l'unité produise effectivement de l'électricité ou non.

EAE s'entend des ententes d'achat d'énergie qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2001 dans le cadre du processus de restructuration des activités de services publics d'électricité en Alberta. Les EAE sont obligatoires en vertu de la loi et sont approuvées par l'AUC.

Entreprises de services publics de l'Alberta désigne les entreprises de distribution d'électricité (ATCO Electric Distribution), de transport d'électricité (ATCO Electric Transmission), de distribution de gaz naturel (ATCO Gas) et de transport de gaz naturel (ATCO Pipelines).

Entreprises de services publics réglementées désigne les entreprises de distribution d'électricité (ATCO Electric Distribution), de transport d'électricité (ATCO Electric Transmission), de distribution de gaz naturel (ATCO Gas), de transport de gaz naturel (ATCO Pipelines) et de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale (ATCO Gas Australia).

Gigajoule (GJ) s'entend d'une unité d'énergie égale à environ 948,2 milliers d'unités thermiques britanniques (BTU).

GNL s'entend du gaz naturel liquéfié.

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

km s'entend de kilomètre.

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

Mégawattheure (MWh) s'entend d'une mesure de consommation d'électricité égale à l'utilisation de 1 000 000 de watts de puissance sur une période de une heure.

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

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

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

RRD s'entend du régime de réinvestissement des dividendes (se reporter à la rubrique « Régime de réinvestissement des dividendes » du présent rapport de gestion).

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