



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

CANADIAN UTILITIES LIMITED

RAPPORT DE GESTION

PÉRIODE DE NEUF MOIS CLOSE LE 30 SEPTEMBRE 2017

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 de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 et qui ont eu une incidence sur ses résultats.

Ce rapport de gestion a été établi en date du 25 octobre 2017 et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés intermédiaires non audités de la société pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017. Des informations supplémentaires, y compris les rapports de gestion précédents, la notice annuelle de 2016 et les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2016 de la société sont accessibles sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com. Les informations présentées dans le rapport de gestion de 2016 qui demeurent essentiellement inchangées ne sont pas analysées.

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.

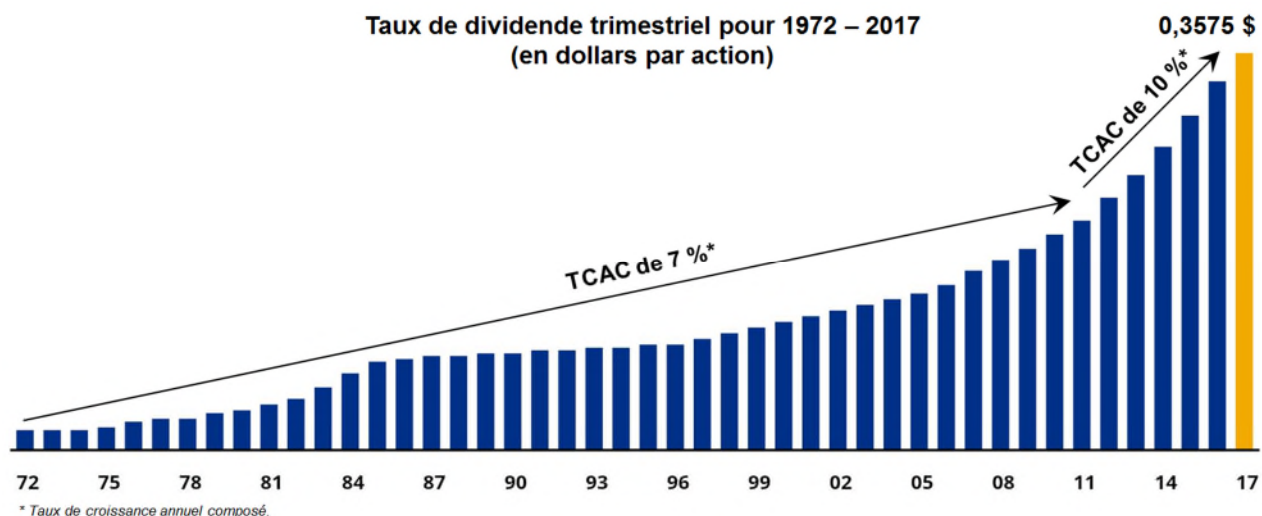
TABLE DES MATIÈRES

	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.....	12
Faits récents d'ordre réglementaire.....	13
Autres charges et produits.....	14
Situation de trésorerie et sources de financement.....	15
Capital-actions.....	18
Informations trimestrielles.....	19
Mesures non conformes aux PCGR et mesures conformes aux PCGR supplémentaires.....	21
Rapprochement du résultat ajusté et du résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B.....	22
Rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.....	26
Autres informations financières.....	27
Glossaire.....	28

CANADIAN UTILITIES : CE QUI NOUS DISTINGUE

HISTORIQUE DE CROISSANCE DES DIVIDENDES

Nous avons augmenté notre dividende sur les actions ordinaires chaque année depuis 45 ans, ce qui constitue la plus longue série de hausses annuelles du dividende pour une société ouverte canadienne. Le 12 octobre 2017, nous avons déclaré un dividende de 35,75 cents par action pour le quatrième trimestre, soit 1,43 \$ par action sur une base annualisée.



CULTIVER UN RÉSULTAT DE HAUTE QUALITÉ

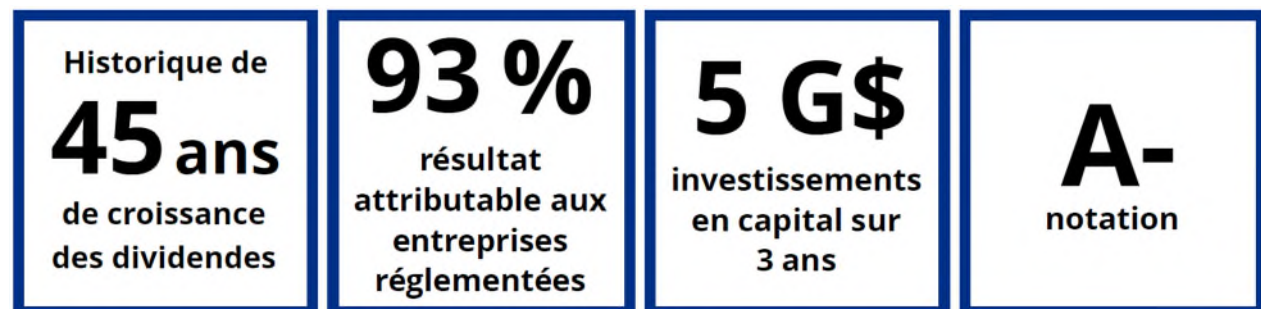
Depuis cinq ans, nous avons investi près de 10 G\$ dans les activités de services publics réglementées et les activités effectuées dans le cadre de contrats à long terme. La proportion du total de notre résultat ajusté attribuable aux entreprises de services publics (SP) réglementées est passée de 52 pour cent en 2011 à 93 pour cent en 2016. 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.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS FUTURES

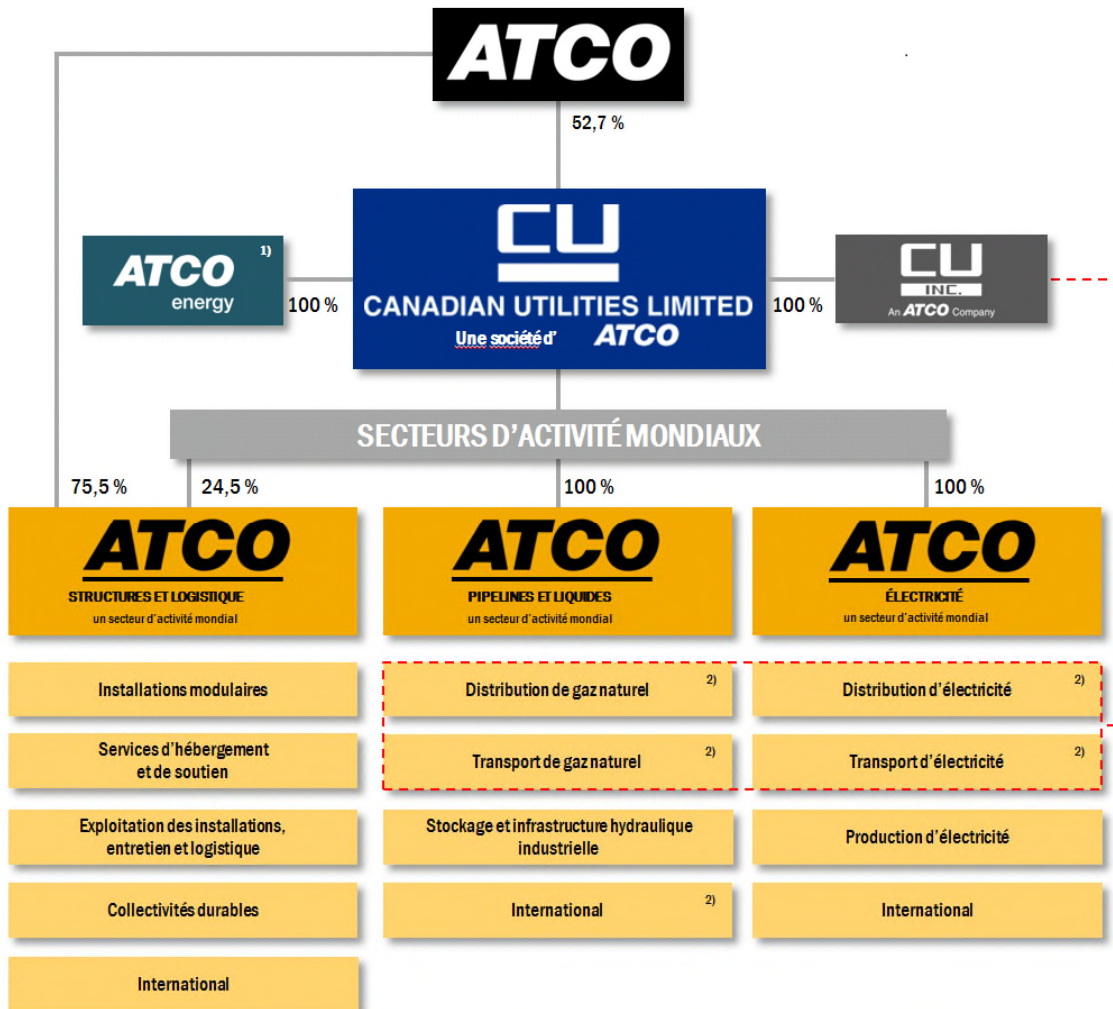
Nous poursuivrons l'expansion de nos activités dans les années à venir. Pour la période 2017 à 2019, nous prévoyons investir plus de 5 G\$ dans les services publics réglementés et les actifs visés par des contrats à long terme, ce qui nous permettra de continuer à renforcer notre résultat de haute qualité. Des dépenses prévues de plus de 5 G\$, une tranche de 3,8 G\$ est destinée aux services publics réglementés et le solde de 1,3 G\$, à des actifs visés par des contrats à long terme.

SANTÉ FINANCIÈRE

La santé financière est au cœur de notre succès actuel et futur. Elle garantit que la société a la capacité de financer ses dépenses en immobilisations courantes et futures. 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.



STRUCTURE ORGANISATIONNELLE



1) ATCOenergy a été créée en janvier 2016 afin de fournir des services liés à l'électricité et au gaz naturel en Alberta aux clients de détail, aux clients commerciaux et aux clients industriels.

2) Les activités réglementées comprennent ATCO Gas, ATCO Pipelines, ATCO Gas Australia, ATCO Electric Distribution et ATCO Electric Transmission.

Les états financiers consolidés intermédiaires non audités comprennent les comptes de Canadian Utilities Limited, de ses filiales, y compris ses participations dans des coentreprises et sa quote-part des entreprises communes, ainsi que sa participation de 24,5 pour cent dans ATCO Structures & Logistics Ltd.

Les états financiers consolidés intermédiaires non audités ont été dressés conformément aux Normes internationales d'information financière (« 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'information pour connaître les dernières nouvelles au sujet des activités de la société. Les rapports des années précédentes sont aussi accessibles sur ce site Web.

REVUE DE LA PERFORMANCE

DONNÉES FINANCIÈRES

Le tableau ci-dessous résume les principales données financières associées à la performance financière de la société.

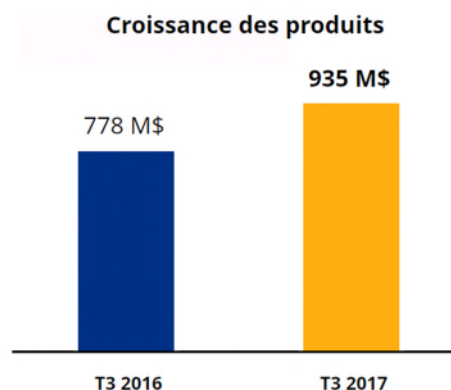
(en millions de dollars, sauf les données par action et les actions en circulation)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2017	2016	Variation	2017	2016	Variation
Principales données financières						
Produits des activités ordinaires	935	778	157	2 870	2 385	485
Résultat ajusté ¹⁾	96	96	–	440	424	16
Électricité	90	87	3	309	291	18
Pipelines et liquides	24	26	(2)	179	174	5
Siège social et autres activités	(18)	(17)	(1)	(48)	(43)	(5)
Éliminations intersectorielles	–	–	–	–	2	(2)
Résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B	96	124	(28)	419	424	(5)
Total des actifs	19 661	18 602	1 059	19 661	18 602	1 059
Dividendes en trésorerie déclarés sur les actions de catégorie A et de catégorie B (en cents par action)	35,75	32,50	3,25	107,25	97,50	9,75
Fonds provenant de l'exploitation ¹⁾	399	397	2	1 311	1 217	94
Investissements en capital ¹⁾	474	340	134	1 157	1 014	143
Autres données financières						
Nombre moyen pondéré d'actions de catégorie A et de catégorie B en circulation (en milliers) :						
De base	269 920	267 377	2 543	269 149	266 967	2 182
Dilué	270 570	268 013	2 557	269 766	267 584	2 182

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

Pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2017, les produits des activités ordinaires se sont chiffrés à 935 M\$ et à 2 870 M\$, ce qui représente une hausse de 157 M\$ et de 485 M\$, respectivement, par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2016.

Ces hausses sont principalement attribuables aux produits des activités ordinaires comptabilisés à l'égard d'Alberta PowerLine (APL) et à l'accroissement de la base de tarification de nos entreprises de services publics réglementées ainsi qu'à l'accroissement du portefeuille de clients d'ATCOenergy.



RÉSULTAT AJUSTÉ

Le résultat ajusté de la société pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2017 s'est élevé à 96 M\$ et à 440 M\$, comparativement à 96 M\$ et à 424 M\$, respectivement, pour les périodes correspondantes de 2016. Ce résultat ajusté s'explique principalement par les facteurs suivants :

- Électricité – Le résultat ajusté pour le troisième trimestre de 2017 a été supérieur à celui de la période correspondante de 2016, principalement en raison des investissements en capital continu, de l'accroissement de la base de tarification et des produits tirés d'APL.
- Pipelines et liquides – Le résultat ajusté du troisième trimestre de 2017 a été inférieur à celui de la période correspondante de 2016 en raison de la baisse du résultat de notre entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale, contrebalancée en partie par l'accroissement de la base de tarification de nos entreprises de gaz naturel réglementées.

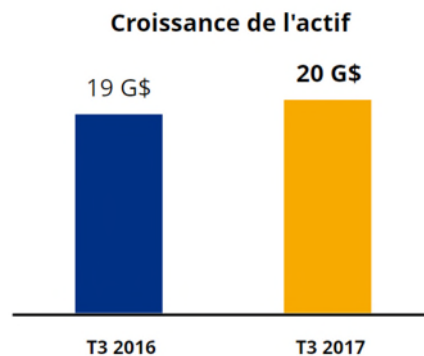
RÉSULTAT ATTRIBUABLE AUX ACTIONS DE CATÉGORIE A ET DE CATÉGORIE B

Le résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B s'est établi à 96 M\$ pour le troisième trimestre de 2017, en baisse de 28 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2016. Le résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B comprend des ajustements temporels liés aux activités à tarifs réglementés et des pertes latentes sur des contrats à terme sur marchandises évalués à la valeur de marché qui ne sont pas prises en compte dans le résultat ajusté.

Se reporter à la rubrique « Rapprochement du résultat ajusté et du résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B » du présent rapport de gestion pour des informations complémentaires sur ces éléments.

ACTIFS

Le total des actifs est passé de 19 G\$ au troisième trimestre de 2016 à 20 G\$ au troisième trimestre de 2017. L'augmentation s'est concentrée dans les entreprises de services publics de l'Alberta, en raison des investissements en capital continu.



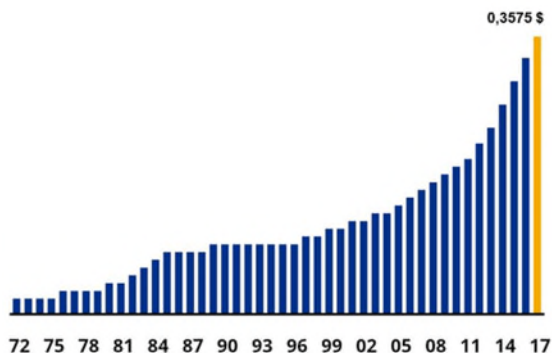
DIVIDENDES SUR LES ACTIONS ORDINAIRES

Le 12 octobre 2017, le conseil d'administration a déclaré un dividende de 35,75 cents par action pour le quatrième trimestre.

Les dividendes versés aux porteurs d'actions de catégorie A et de catégorie B ont totalisé 83 M\$ au troisième trimestre de 2017 et 213 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017.

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

**Taux de dividende trimestriel pour 1972 – 2017
(en dollars par action)**

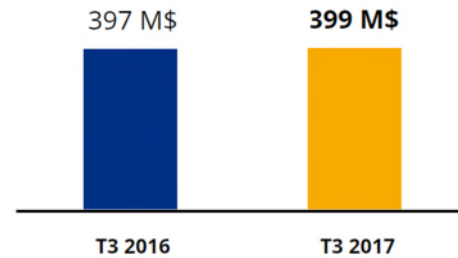


FONDS PROVENANT DE L'EXPLOITATION

Les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à 399 M\$ pour le troisième trimestre de 2017, comparativement à 397 M\$ pour la période correspondante de 2016.

Les investissements en capital continu et l'accroissement de la base de tarification de nos entreprises de services publics réglementées ont donné lieu à une augmentation des fonds provenant de l'exploitation.

Fonds provenant de l'exploitation

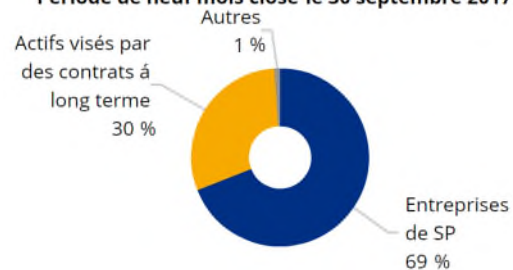


INVESTISSEMENTS EN CAPITAL

Les investissements en capital comprennent les ajouts d'immobilisations corporelles et incorporelles, les dépenses en immobilisations dans les coentreprises et les accords de concession de services. Les investissements en capital ont totalisé 474 M\$ et 1 157 M\$, respectivement, pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2017.

Les dépenses en capital liées à nos entreprises de services publics réglementées et aux actifs visés par des contrats à long terme représentent une tranche de 470 M\$ des dépenses en capital effectuées au troisième trimestre de 2017 et de 1 143 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017. Ces investissements rapportent un rendement selon un modèle d'affaires réglementaire ou sont visés par des contrats à long terme garantis sur le plan commercial.

Investissements en capital dans des entreprises de SP réglementées et des actifs visés par des contrats Période de neuf mois close le 30 septembre 2017



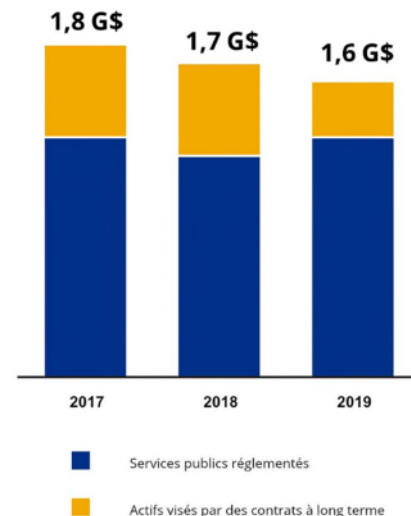
PLANS DE DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS FUTURES

Pour la période de 2017 à 2019, nous prévoyons investir plus de 5 G\$ dans des projets de services publics réglementés et des projets de croissance des immobilisations garantis sur le plan commercial. Ces dépenses en immobilisations devraient contribuer considérablement au résultat et aux flux de trésorerie, en plus de créer de la valeur à long terme pour les actionnaires.

Ce plan triennal comprend un investissement en capital prévu de 3,8 G\$ dans nos entreprises de services publics réglementées. Nos entreprises de distribution et de transport d'électricité prévoient investir 1,8 G\$, et nos entreprises de distribution et de transport de gaz naturel prévoient investir 2 G\$.

En plus de l'investissement en capital dans nos entreprises de services publics réglementées, nous prévoyons réaliser des dépenses supplémentaires de 1,3 G\$ dans des actifs visés par des contrats à long terme entre 2017 et 2019 au titre du projet de transport d'électricité de 500 kV à Fort McMurray d'APL (le « projet de 500 kV de Fort McMurray »), des contrats de stockage d'hydrocarbures et de la production décentralisée. Nous continuons également de rechercher des occasions d'expansion des affaires, comme la centrale de cogénération de Tula, au Mexique, qui n'est pas reflétée dans ces estimations de l'investissement en capital de croissance.

Investissements en capital futurs dans des entreprises de SP réglementées et des actifs visés par des contrats



* Compte tenu de la quote-part des participations de la société dans des partenariats et des fonds affectés aux accords de concession de services.

PERFORMANCE DES SECTEURS D'ACTIVITÉ MONDIAUX



PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

Les produits des activités ordinaires du secteur Électricité de 587 M\$ pour le troisième trimestre de 2017 et de 1 643 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017 ont augmenté de 138 M\$ et de 317 M\$, respectivement, par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2016, en raison principalement des produits comptabilisés au titre des activités de planification, de conception et de construction d'Alberta PowerLine.

RÉSULTAT AJUSTÉ

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les			Périodes de neuf mois closes les		
	2017	2016	Variation	2017	2016	Variation
Entreprises à tarifs réglementés du secteur Électricité						
Distribution d'électricité	32	28	4	104	101	3
Transport d'électricité	42	38	4	146	139	7
Total – résultat ajusté des entreprises à tarifs réglementés du secteur Électricité	74	66	8	250	240	10
Entreprises à tarifs non réglementés du secteur Électricité						
Centrales électriques indépendantes	(1)	9	(10)	4	15	(11)
Centrales thermiques visées par des EAE	7	9	(2)	28	24	4
Production d'électricité à l'échelle internationale	3	3	–	13	12	1
Alberta PowerLine	7	–	7	14	–	14
Total – résultat ajusté des entreprises à tarifs non réglementés du secteur Électricité	16	21	(5)	59	51	8
Total – résultat ajusté du secteur Électricité	90	87	3	309	291	18

Nos entreprises du secteur Électricité ont dégagé un résultat de 90 M\$ et de 309 M\$ pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2017, en hausse de 3 M\$ et de 18 M\$ par rapport aux périodes correspondantes de 2016. Cette progression du résultat s'explique principalement par les investissements en capital continus, l'accroissement de la base de tarification des entreprises à tarifs réglementés du secteur Électricité et le résultat d'APL. Elle a été contrebalancée en partie par la diminution de l'apport des ventes à terme de nos centrales électriques indépendantes et par la réduction des paiements d'incitatifs au titre de la disponibilité à nos centrales thermiques visées par des EAE.

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

Le secteur Électricité exerce ses activités à tarifs réglementés par l'entremise d'ATCO Electric Distribution et d'ATCO Electric Transmission et de leurs filiales, ATCO Electric Yukon, Northland Utilities (NWT) et Northland Utilities (Yellowknife). Ces entreprises 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

Nos entreprises de distribution d'électricité ont dégagé un résultat de 32 M\$ pour le troisième trimestre et de 104 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017, en hausse de 4 M\$ et de 3 M\$ par rapport à celui des périodes correspondantes de 2016. La hausse du résultat est principalement attribuable aux investissements en capital continu et à l'accroissement de la base de tarification.

Transport d'électricité

Nos entreprises de transport d'électricité ont dégagé un résultat de 42 M\$ pour le troisième trimestre et de 146 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017, ce qui représente des hausses de 4 M\$ et de 7 M\$ par rapport au résultat des périodes correspondantes de 2016. La progression du résultat est principalement attribuable aux investissements en capital continu et à l'accroissement de la base de tarification.

Au cours du troisième trimestre de 2017, l'AUC a rendu sa décision sur la demande concernant les comptes de report de 2013 à 2014. Bien que la décision approuve l'inclusion de la vaste majorité des dépenses en immobilisations dans la base de tarification, elle a entraîné une diminution de 7 M\$ du résultat ajusté du troisième trimestre, laquelle est principalement attribuable aux baisses de taxes qui seront remboursées aux clients, facteurs se rapportant tous à des exercices antérieurs à 2017. Au cours du deuxième trimestre de 2017, l'AUC a rendu sa décision sur la déclaration de conformité relative à la demande générale de hausse tarifaire pour 2015 à 2017, qui a entraîné une diminution de 7 M\$ du résultat ajusté du deuxième trimestre de 2017, dont une tranche de 6 M\$ se rapportait à des périodes antérieures. Abstraction faite de l'incidence de ces décisions réglementaires rétroactives, le résultat ajusté s'est établi respectivement à 49 M\$ et à 159 M\$ sur une base normalisée pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2017.

ENTREPRISES À TARIFS NON RÉGLEMENTÉS DU SECTEUR ÉLECTRICITÉ

Le secteur Électricité de la société exerce ses activités à tarifs non réglementés par l'entremise d'ATCO Power, d'ATCO Power Australia et d'Alberta PowerLine. Ces entreprises 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 notre capacité de production pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2017 et de 2016. La capacité de production des centrales varie en fonction du moment et de la durée des interruptions de service.

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2017	2016	Variation	2017	2016	Variation
Centrales électriques indépendantes	95 %	91 %	4 %	94 %	91 %	3 %
Centrales thermiques visées par des EAE	96 %	93 %	3 %	95 %	93 %	2 %
Production d'électricité à l'échelle internationale	100 %	93 %	7 %	99 %	97 %	2 %

La plus grande disponibilité de nos centrales électriques indépendantes pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2017 s'explique principalement par une diminution des interruptions de service planifiées en 2017 par rapport à 2016.

La plus grande disponibilité des centrales thermiques visées par des EAE pour le troisième trimestre de 2017 s'explique principalement par une interruption mineure à l'unité 5 de Battle River en 2016. La plus grande disponibilité des centrales thermiques visées par des EAE pour les neuf premiers mois de 2017 s'explique principalement par des interruptions planifiées à Sheerness au cours du premier trimestre de 2016.

La plus grande disponibilité de nos activités internationales de production d'électricité pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2017 s'explique en grande partie par l'interruption majeure ayant débuté à la fin de septembre 2016 à notre centrale d'Osborne.

Centrales électriques indépendantes

Pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2017, le résultat de nos centrales électriques indépendantes a affiché des reculs de 10 M\$ et de 11 M\$ par rapport aux périodes correspondantes de 2016. Le résultat généré par nos centrales électriques indépendantes a été contrebalancé par une baisse des ventes à terme et un accroissement des frais d'expansion des affaires.

Depuis le premier trimestre de 2017, le résultat ajusté ne tient plus compte des profits ou des pertes latents sur les contrats à terme sur marchandises évalués à la valeur de marché. Les pertes latentes se sont chiffrées à 6 M\$ pour le troisième trimestre de 2017 et à 37 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017. Un complément d'information au sujet de cette modification de notre définition du résultat ajusté est présenté à la rubrique « Rapprochement du résultat ajusté et du résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B » du présent rapport de gestion.

Le tableau suivant présente les prix moyens de l'Alberta Power Pool et du gaz naturel ainsi que les différentiels de prix connexes pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2017 et de 2016.

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2017	2016	Variation	2017	2016	Variation
Prix moyen de l'électricité de l'Alberta Power Pool (\$/MWh)	24,75	17,94	38 %	22,09	17,02	30 %
Prix moyen du gaz naturel (\$/GJ)	1,37	2,21	(38) %	2,18	1,77	23 %
Différentiel de prix moyen (\$/MWh)	14,30	1,36	951 %	5,72	3,74	53 %

Le prix moyen de l'électricité de l'Alberta Power Pool a été plus élevé pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2017 qu'aux périodes correspondantes de 2016. Cette augmentation s'explique principalement par les prix plus élevés du carbone, la croissance soutenue de la demande et l'amélioration des données fondamentales du marché en ce qui concerne l'offre et la demande.

Centrales thermiques visées par des EAE

L'électricité produite par l'unité 5 de Battle River et la centrale de Sheerness est vendue aux termes d'EAE. En vertu des EAE, nous devons mettre à la disposition de l'acquéreur de l'EAE la capacité de production de chaque unité génératrice. Selon ces arrangements, nous avons le droit de recouvrer auprès de l'acquéreur de l'EAE les coûts fixes et variables prévisionnels. Aux termes des EAE, la société est assujettie 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.

Le résultat ajusté tiré des centrales thermiques visées par des EAE de 7 M\$ pour le troisième trimestre de 2017 était de 2 M\$ inférieur à celui de la période correspondante de 2016. Cette baisse s'explique surtout par la réduction des paiements d'incitatifs au titre de la disponibilité, contrebalancée en partie par le dédommagement lié à la mise hors service anticipée des centrales électriques alimentées au charbon.

Le résultat ajusté de 28 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017 était de 4 M\$ supérieur à celui de la période correspondante de 2016. Cette hausse s'explique principalement par le dédommagement lié à la mise hors service anticipée des centrales électriques alimentées au charbon et par la baisse des coûts d'entretien associés aux interruptions planifiées.

Production d'électricité à l'échelle internationale

Nous exerçons nos activités internationales de production d'électricité par l'entremise d'ATCO Power Australia et d'ATCO Mexico. Ces entreprises fournissent de l'électricité provenant de deux centrales alimentées au gaz naturel situées à Adélaïde dans le sud de l'Australie et à Karratha en Australie-Occidentale, ainsi que de centrales de production décentralisée situées à San Luis Potosí, au Mexique.

Notre entreprise de production d'électricité à l'échelle internationale a dégagé un résultat de 3 M\$ pour le troisième trimestre et de 13 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017, ce qui est comparable au résultat des périodes correspondantes de 2016.

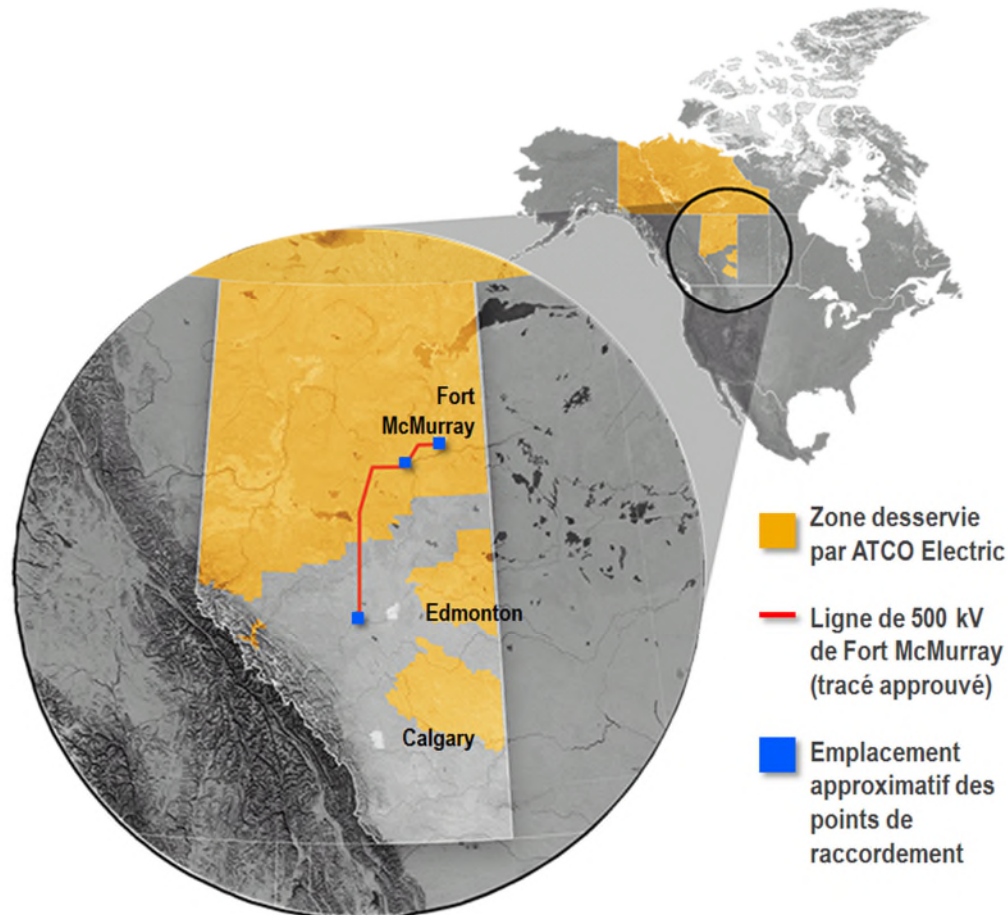
Alberta PowerLine

Le résultat ajusté d'APL s'est établi à 7 M\$ pour le troisième trimestre et à 14 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017. Ce résultat est attribuable au fait que les activités de planification, de conception et de construction sont comptabilisées comme un accord de concession de services selon les IFRS. Aux termes d'un accord de concession de services, le résultat généré durant les phases de conception, de planification et de construction est comptabilisé selon la méthode de l'avancement des travaux.

Mises à jour sur les principaux projets en matière d'électricité

Alberta PowerLine

Les phases de conception et de planification du projet de 500 kV de Fort McMurray West sont achevées et la construction a débuté en août 2017. Le 2 octobre 2017, APL a conclu l'émission d'un total de 1,4 G\$ d'obligations dont les échéances s'échelonnent entre juin 2032 et mars 2054. Cette émission représente le plus important financement par un partenariat public-privé jamais réalisé au Canada.



Centrales thermiques visées par une EAE

Le Balancing Pool continue d'évaluer la gestion commerciale des cinq EAE qu'il détient (l'unité 5 de Battle River, Genesee, Keephills, Sheerness et Sundance). Le 18 septembre 2017, le Balancing Pool a émis un avis en ce qui a trait à la résiliation de l'EAE relative aux unités B et C de Sundance, qui aura lieu au plus tard le 31 mars 2018. Le Balancing Pool a indiqué que l'EAE relative à l'unité 5 de Battle River ne pourra être résiliée tant que la poursuite intentée par le gouvernement de l'Alberta à l'égard d'Enmax Corporation relativement à la remise en vigueur de l'EAE n'aura pas été réglée. Canadian Utilities n'a jamais acheté d'EAE relative au charbon et la poursuite ne sollicite aucune mesure corrective directement auprès de Canadian Utilities.



PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

Les produits des activités ordinaires du secteur Pipelines et liquides se sont élevés à 330 M\$ au troisième trimestre de 2017 et à 1 183 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017, en hausse de 8 M\$ et de 141 M\$, respectivement, par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2016, essentiellement du fait de l'accroissement de la base de tarification et de l'augmentation des droits de franchise payés aux municipalités, qui sont refacturés à la clientèle.

RÉSULTAT AJUSTÉ

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2017	2016	Variation	2017	2016	Variation
Entreprises à tarifs réglementés du secteur Pipelines et liquides						
Distribution de gaz naturel	(7)	(12)	5	84	75	9
Transport de gaz naturel	16	15	1	49	44	5
Distribution de gaz naturel à l'échelle internationale	13	19	(6)	42	44	(2)
Total – résultat ajusté des entreprises à tarifs réglementés du secteur Pipelines et liquides	22	22	–	175	163	12
Entreprises à tarifs non réglementés du secteur Pipelines et liquides						
Stockage et infrastructures hydrauliques industrielles	2	4	(2)	4	11	(7)
Total – résultat ajusté du secteur Pipelines et liquides	24	26	(2)	179	174	5

Notre secteur Pipelines et liquides a dégagé un résultat de 24 M\$ pour le troisième trimestre de 2017, ce qui est inférieur à celui de la période correspondante de 2016. Cette baisse est principalement attribuable à la diminution du résultat de notre entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale, laquelle a été contrebalancée en partie par l'accroissement de la base de tarification de nos entreprises de gaz naturel réglementées. Le résultat de 179 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017 a été de 5 M\$ supérieur au résultat dégagé pour la période correspondante de 2016, hausse principalement attribuable à l'accroissement de la base de tarification.

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

La société exerce ses activités de distribution de gaz naturel en Alberta et dans la région de Lloydminster en Saskatchewan par l'entremise d'ATCO Gas. Elle dessert des municipalités ainsi que des clients résidentiels, commerciaux et industriels.

Pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2017, le résultat de notre entreprise de distribution de gaz naturel a été de 5 M\$ et de 9 M\$ supérieur à celui des périodes correspondantes de 2016, en raison principalement de l'accroissement de la base de tarification et de la clientèle.

Transport de gaz naturel

La société exerce ses activités de transport de gaz naturel en Alberta par l'entremise d'ATCO Pipelines. Le gaz naturel qui circule dans son 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 dans la province ou vers d'autres réseaux de pipelines, principalement à des fins d'exportation hors de la province.

Notre entreprise de transport de gaz naturel a dégagé un résultat de 16 M\$ pour le troisième trimestre de 2017 et de 49 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017, en hausse de 1 M\$ et de 5 M\$, respectivement, par rapport à celui des périodes correspondantes de 2016. Le résultat plus élevé est principalement attribuable à l'accroissement de la base de tarification.

Distribution de gaz naturel à l'échelle internationale

ATCO Gas Australia fait partie des activités internationales de distribution de gaz naturel de la société. Il s'agit d'un fournisseur réglementé de services de distribution de gaz naturel en Australie-Occidentale qui dessert la grande région de Perth et les environs.

Notre entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale a dégagé un résultat de 13 M\$ pour le troisième trimestre et de 42 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017, ce qui est de 6 M\$ et de 2 M\$ inférieur au résultat des périodes correspondantes de 2016. La baisse du résultat pour le trimestre découle principalement du temps plus chaud observé en 2017 et de l'écart entre le taux d'inflation réel et le taux d'inflation prévu, facteurs contrebalancés partiellement par l'accroissement soutenu de la base de tarification. La baisse du résultat pour les neuf premiers mois de 2017 est principalement attribuable au temps plus chaud de 2016, facteur contrebalancé partiellement par des initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités et l'accroissement soutenu de la base de tarification. Le résultat de 2016 tient compte de l'incidence favorable d'une décision réglementaire en appel.

ENTREPRISES À TARIFS NON RÉGLEMENTÉS DU SECTEUR PIPELINES ET LIQUIDES

Stockage et infrastructures hydrauliques industrielles

La société exerce ses activités de prestation de services d'infrastructures hydrauliques industrielles et ses activités non réglementées de stockage, de traitement et de transport d'hydrocarbures et de gaz naturel par l'entremise d'ATCO Energy Solutions.

Le résultat de notre entreprise de stockage et d'infrastructures hydrauliques industrielles pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2017 a diminué de 2 M\$ et de 7 M\$, respectivement, par rapport à celui des périodes correspondantes de 2016. Ce recul s'explique par les coûts moins élevés engagés pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2016 en raison de la vente d'actifs non performants en 2016. Le résultat des neuf premiers mois de 2017 tient compte de l'apport des installations de stockage d'hydrocarbures à compter du quatrième trimestre de 2016.

Siège social et autres activités

Notre secteur Siège social et autres activités comprend les activités lancées en 2016 de vente au détail d'énergie par l'entremise d'ATCOenergy afin de fournir des services liés à l'électricité et au gaz naturel aux clients de détail en Alberta, notre siège social mondial à Calgary, au Canada, notre siège social à Perth, en Australie-Occidentale et notre participation de 24,5 pour cent de la société dans le secteur Structures et logistique.

Le résultat du secteur Siège social et autres activités pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2017 a été inférieur à celui des périodes correspondantes de 2016, en raison surtout de la baisse du résultat du secteur Structures et logistique découlant des grands projets moins nombreux de la division Installations modulaires.

FAITS RÉCENTS D'ORDRE RÉGLEMENTAIRE

COÛT GÉNÉRIQUE DU CAPITAL (CGC)

Le 5 juillet 2017, l'AUC a établi le calendrier complet de la procédure relative au CGC pour 2018, 2019 et 2020. Les demandes devraient être déposées le 31 octobre 2017, et une audience est prévue pour mars 2018. L'AUC a indiqué son intention de rendre une décision avant la fin de 2018.

DEMANDE CONCERNANT LES COMPTES DE REPORT D'ATCO ELECTRIC TRANSMISSION POUR 2013 ET 2014

Le 20 septembre 2017, l'AUC a rendu une décision sur la demande concernant les comptes de report d'ATCO Electric Transmission pour 2013 et 2014. La demande prévoyait des dépenses en immobilisations de 824 M\$ liées aux 35 projets attribués par l'AESO qui sont entrés en service en 2013 et en 2014. Bien que dans sa décision l'AUC ait approuvé l'inclusion de la vaste majorité des dépenses en immobilisations dans la base de tarification, cette décision a entraîné une diminution du résultat ajusté du troisième trimestre de 2017 de 7 M\$, reflétant principalement des baisses de taxes qui seront remboursées aux clients, facteurs se rapportant tous à des exercices antérieurs à 2017.

DEMANDE GÉNÉRALE DE HAUSSE TARIFAIRE D'ATCO PIPELINES POUR 2017 ET 2018

Le 29 août 2017, ATCO Pipelines a reçu une décision de l'AUC concernant sa demande générale de hausse tarifaire pour 2017 et 2018. Dans sa décision, l'AUC a approuvé en grande partie la demande telle qu'elle a été déposée, exception faite de certains changements apportés aux taux d'amortissement des immobilisations corporelles. Les taux d'ATCO Pipelines ont été fixés de manière prospective jusqu'à la fin de 2018.

CESSION D'ACTIFS DE SERVICES PUBLICS

Le 11 octobre 2017, le ministère de l'Énergie de l'Alberta a entamé son processus de discussion avec les parties prenantes sur la cession d'actifs de services publics afin d'examiner l'affectation des profits et des pertes associés aux actifs de services publics qui ne sont plus utilisés ou utiles pour de tels services. Ces actifs comprennent les actifs vendus à des tiers, transférés en vue d'utilisations autres qu'aux fins des services publics ou abandonnés en raison d'événements imprévus ou de leur obsolescence. Après le processus de discussion, le gouvernement de l'Alberta recommandera une politique qui englobera tous les changements législatifs prévus pour le printemps 2018.

AUTRES CHARGES ET PRODUITS

Le tableau suivant présente un résumé financier des autres charges et produits consolidés pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2016 et de 2017. 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.

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2017	2016	Variation	2017	2016	Variation
Charges d'exploitation	411	369	42	1 294	1 131	163
Coûts liés aux accords de concession de services	146	–	146	324	–	324
Profit sur les ventes d'activités	–	–	–	30	18	12
Résultat tiré de la participation dans des coentreprises	4	4	–	14	11	3
Dotation aux amortissements	147	149	(2)	443	431	12
Charges financières, montant net	101	96	5	294	284	10
Impôt sur le résultat	37	45	(8)	136	148	(12)

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 42 M\$ pour le troisième trimestre et de 163 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017 par rapport aux périodes correspondantes de 2016. La hausse des charges d'exploitation s'explique principalement par l'augmentation des pertes latentes sur les contrats à terme sur marchandises évalués à la valeur de marché et par l'accroissement des charges d'exploitation associé à l'intensification des activités de détail d'ATCOenergy, lequel est proportionnel aux produits des activités ordinaires tirés de ces activités.

COÛTS LIÉS AUX ACCORDS DE CONCESSION DE SERVICES

Les coûts liés aux accords de concession de services du troisième trimestre et des neuf premiers mois de 2017 sont des coûts comptabilisés par APL relativement aux activités de planification, de conception et de construction par des tiers et du projet de 500 kV de Fort McMurray.

PROFIT SUR LES VENTES D'ACTIVITÉS

Le profit sur les ventes d'activités a augmenté de 12 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017 comparativement à celui de la période correspondante de 2016. Au cours des neuf premiers mois de 2016, nous avons vendu notre participation de 51,3 pour cent dans l'usine d'extraction d'éthane d'Edmonton tandis qu'au cours des neuf premiers mois de 2017, nous avons également vendu notre participation de 100 pour cent dans ATCO Real Estate Holdings Ltd.

RÉSULTAT TIRÉ DE LA PARTICIPATION DANS DES COENTREPRISES

Le résultat tiré de la participation dans des coentreprises se compose principalement de nos participations dans plusieurs centrales électriques et dans Strathcona Storage Limited Partnership. Le résultat du troisième trimestre de 2017 a été comparable à celui de la période correspondante de 2016. Comparativement à celui des neuf premiers mois de 2016, le résultat a augmenté pour les neuf premiers mois de 2017, en raison essentiellement de l'apport au résultat plus important de l'installation de stockage d'hydrocarbures de Strathcona Storage Limited Partnership.

DOTATION AUX AMORTISSEMENTS

Pour le troisième trimestre de 2017, la dotation aux amortissements a diminué de 2 M\$ par rapport à celle de la période correspondante de 2016. Cette diminution est principalement attribuable à une réduction des taux d'amortissement d'ATCO Pipelines, qui reflète une amélioration de la durée de vie des actifs de transport du gaz. Pour les neuf premiers mois de 2017, la dotation aux amortissements a augmenté de 12 M\$ par rapport à celle de la période correspondante de 2016. Cette hausse s'explique surtout par le programme continu d'investissement en capital de nos entreprises de services publics réglementées.

CHARGES FINANCIÈRES, MONTANT NET

Le montant net des charges financières a augmenté pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2017 par rapport à celui des périodes correspondantes de 2016, en raison surtout des titres de créance supplémentaires émis pour financer le programme continu d'investissement en capital de nos entreprises de services publics réglementées.

IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

L'impôt sur le résultat a diminué pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2017 par rapport à celui des périodes correspondantes de 2016. Pour le troisième trimestre de 2017, le recul est essentiellement attribuable à la baisse du résultat. Pour les neuf premiers mois de 2017, le recul est principalement attribuable au profit non imposable lié à la vente de la participation de la société dans ATCO Real Estate Holdings Ltd.

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. Les actions de catégorie A que la société émet aux termes de son régime de réinvestissement des dividendes (« RRD ») constituent une source de financement supplémentaire.

Nous jugeons 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.

NOTATIONS DE CRÉDIT

Les notations de crédit sont importantes pour ce qui est des coûts de financement de la société et de sa capacité à mobiliser des fonds. La société a l'intention de conserver des notes de qualité « investissement » solides de manière à pouvoir accéder de façon efficiente et économique aux fonds dont elle a besoin pour exercer ses activités et assurer sa croissance.

Le 8 août 2017, Dominion Bond Rating Service a réitéré la notation de crédit à long terme de « A » avec une perspective « stable » pour Canadian Utilities Limited.

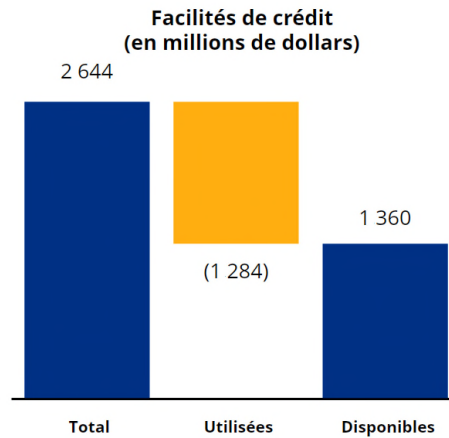
FACILITÉS DE CRÉDIT

Au 30 septembre 2017, 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	2 241	1 010	1 231
Facilités non engagées	403	274	129
Total	2 644	1 284	1 360

Des facilités de crédit totales de 2 644 M\$, une tranche de 403 M\$ correspond à des facilités de crédit non engagées pour lesquelles aucune date d'échéance n'est fixée. Le solde de 2 241 M\$ représente des facilités de crédit engagées, dont une tranche de 600 M\$ vient à échéance vers la fin de 2018. Pour les autres facilités de crédit, les dates d'échéance s'échelonnent entre 2019 et 2020 et peuvent être prorogées au gré des prêteurs.

Une tranche de 525 M\$ du montant de 1 284 M\$ prélevé sur les facilités de crédit est liée aux émissions de papier commercial adossé aux facilités de crédit de la société. La majeure partie du montant résiduel prélevé sur les facilités de crédit se rapporte à ATCO Gas Australia. Les facilités de crédit engagées à long terme servent à satisfaire tous les besoins d'ATCO Gas Australia en matière de financement par emprunts. Les facilités de crédit d'ATCO Gas Australia sont fournies par des banques australiennes, et la majorité des autres facilités de crédit sont fournies par des banques canadiennes.



FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Au 30 septembre 2017, notre position de trésorerie s'établissait à 553 M\$, en hausse de 213 M\$ par rapport au 31 décembre 2016. Cette hausse est principalement attribuable au résultat dégagé pour les neuf premiers mois de 2017, lequel a été contrebalancé en partie par la trésorerie affectée au financement de notre programme d'investissements en capital.

Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 399 M\$ pour le troisième trimestre de 2017 et à 1 311 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017, par rapport à 2 M\$ et à 94 M\$, respectivement, pour les périodes correspondantes de 2016. Cette augmentation découle essentiellement des investissements en capital continu et de l'accroissement de la base de tarification de nos entreprises de services publics réglementées.

Flux de trésorerie affectés aux investissements en capital

Les flux de trésorerie affectés aux investissements en capital se sont chiffrés à 474 M\$ pour le troisième trimestre de 2017 et à 1 157 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017, en hausse de 134 M\$ et de 143 M\$, respectivement, par rapport aux périodes correspondantes de 2016, en raison principalement de l'accroissement des dépenses d'APL. Les investissements en capital des neuf premiers mois de 2016 tenaient compte de l'acquisition par la société de la participation résiduelle de 49 pour cent dans Barking Power Limited.

Le tableau suivant présente les investissements en capital pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2017 et de 2016.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2017	2016	Variation	2017	2016	Variation
Électricité						
Distribution d'électricité	55	66	(11)	161	184	(23)
Transport d'électricité	46	47	(1)	128	160	(32)
Production d'électricité	5	8	(3)	14	84	(70)
Alberta PowerLine	146	24	122	324	43	281
Total – Électricité	252	145	107	627	471	156
Pipelines et liquides						
Distribution de gaz naturel	106	89	17	259	244	15
Transport de gaz naturel	88	60	28	188	137	51
Distribution de gaz naturel à l'échelle internationale	22	24	(2)	65	63	2
Transport de gaz naturel à l'échelle internationale et stockage et infrastructures hydrauliques industrielles	6	20	(14)	16	95	(79)
Total – Pipelines et liquides	222	193	29	528	539	(11)
Siège social et autres activités	–	2	(2)	2	4	(2)
Total ^{1) 2)}	474	340	134	1 157	1 014	143

1) Compte tenu des dépenses en immobilisations dans des coentreprises de 6 M\$ et de 8 M\$, respectivement, pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2017 (12 M\$ et 50 M\$, respectivement, pour les périodes correspondantes de 2016).

2) Compte tenu des ajouts d'immobilisations corporelles et incorporelles ainsi que des intérêts incorporés au coût de l'actif pendant la construction de 4 M\$ et de 13 M\$, respectivement, pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2017 (5 M\$ et 14 M\$, respectivement, pour les périodes correspondantes de 2016).

Prospectus préalables de base

Déventures de CU Inc.

Le 16 mai 2016, CU Inc. a déposé un prospectus préalable de base lui permettant d'émettre des déventures totalisant au plus 1,5 G\$ pendant la durée de 25 mois du prospectus. En date du 24 octobre 2017, les émissions de déventures totalisaient 375 M\$, et toutes les déventures avaient été émises en 2016.

Titres de créance et actions privilégiées

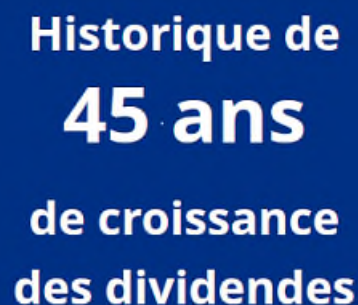
Le 12 avril 2016, Canadian Utilities a déposé un prospectus préalable de base lui permettant d'émettre des titres de créance et des actions privilégiées pour un montant d'au plus 2 G\$ pendant la durée de 25 mois du prospectus. À ce jour, aucun titre de créance ni aucune action privilégiée n'ont été émis aux termes de ce prospectus préalable de base.

Le 2 octobre 2017, Alberta PowerLine, un partenariat dans lequel nous détenons une participation de 80 pour cent, a émis des titres de créance à long terme sans recours consistant en 1,385 G\$ d'obligations nominales à amortissement garanties de premier rang (les « obligations »). Le financement a été réalisé par voie de placement privé et est composé de 549 M\$ d'obligations de série A à 4,065 pour cent venant à échéance le 1^{er} décembre 2053, de 549 M\$ d'obligations de série B à 4,065 pour cent venant à échéance le 1^{er} mars 2054, de 144 M\$ d'obligations de série C à 3,351 pour cent venant à échéance le 1^{er} septembre 2032 et de 143 M\$ d'obligations de série D à 3,340 pour cent venant à échéance le 1^{er} juin 2032. Le produit net du financement sera affecté au financement de la construction du projet de transport d'électricité de 500 kV à Fort McMurray d'APL.

Dividendes et actions ordinaires

Depuis 1972, nous avons augmenté le dividende sur les actions ordinaires tous les ans, soit un historique de 45 ans. Les dividendes versés aux porteurs d'actions de catégorie A et de catégorie B ont totalisé 83 M\$ pour le troisième trimestre de 2017 et 213 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017.

Le 12 octobre 2017, le conseil d'administration a déclaré un dividende de 35,75 cents par action pour le quatrième trimestre. Les dividendes sont versés au gré du conseil d'administration, en fonction de notre situation financière et d'autres facteurs.



Historique de
45 ans
de croissance
des dividendes

Régime de réinvestissement des dividendes

Au cours du troisième trimestre de 2017, nous avons émis 367 065 actions de catégorie A aux termes de notre RRD en remplacement du versement de dividendes au comptant de 14 M\$.

Au cours des neuf premiers mois de 2017, nous avons émis 2 021 711 actions de catégorie A aux termes de notre RRD en remplacement du versement de dividendes au comptant de 76 M\$.

CAPITAL-ACTIONS

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

En date du 24 octobre 2017, 196 571 313 actions de catégorie A et 74 150 683 actions de catégorie B de la société étaient en circulation, et des options visant l'achat de 750 300 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, 5 245 800 actions de catégorie A pouvaient être émises au 30 septembre 2017. 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

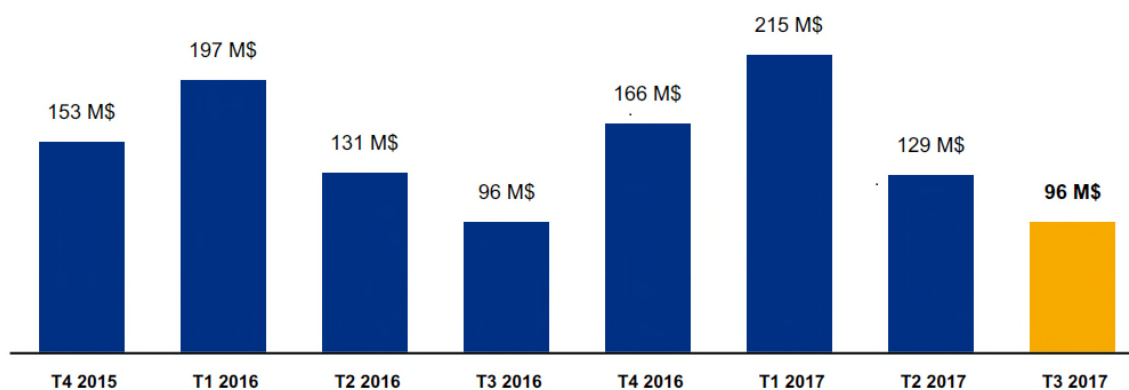
Le tableau suivant présente les informations financières des huit trimestres clos du 31 décembre 2015 au 30 septembre 2017.

<i>(en millions de dollars, sauf les données par action)</i>	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017
Produits des activités ordinaires	1 014	997	938	935
Résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B	196	230	93	96
Résultat par action de catégorie A et de catégorie B <i>(en dollars)</i>	0,67	0,79	0,28	0,30
Résultat dilué par action de catégorie A et de catégorie B <i>(en dollars)</i>	0,67	0,79	0,28	0,30
Résultat ajusté				
Électricité	111	118	101	90
Pipelines et liquides	81	112	43	24
Siège social et autres activités et éliminations intersectorielles	(26)	(15)	(15)	(18)
Total du résultat ajusté	166	215	129	96

<i>(en millions de dollars, sauf les données par action)</i>	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016
Produits des activités ordinaires	861	851	756	778
Résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B	46	192	108	124
Résultat par action de catégorie A et de catégorie B <i>(en dollars)</i>	0,11	0,66	0,34	0,40
Résultat dilué par action de catégorie A et de catégorie B <i>(en dollars)</i>	0,10	0,65	0,34	0,40
Résultat ajusté				
Électricité	63	102	102	87
Pipelines et liquides	84	105	43	26
Siège social et autres activités et éliminations intersectorielles	6	(10)	(14)	(17)
Total du résultat ajusté	153	197	131	96

Résultat ajusté

Les résultats financiers des huit derniers trimestres reflètent la croissance continue de nos activités de services publics réglementées et l'incidence des fluctuations des prix des marchandises sur la production et la vente d'électricité et sur ses activités de stockage de gaz naturel. En outre, les résultats intermédiaires varient en raison de la nature saisonnière de la demande d'électricité et de gaz naturel, du calendrier des décisions d'ordre réglementaire concernant les services publics et du cycle de demande pour les produits et services d'hébergement des travailleurs et de location d'espaces.



Électricité

Le résultat ajusté du secteur Électricité reflète les importants investissements en capital réalisés par les entreprises de services publics réglementées au cours des huit derniers trimestres. Ces investissements, qui rapportent un rendement selon un modèle d'affaires réglementé, stimulent la progression du résultat ajusté. Le résultat ajusté a également été influencé par le moment où certaines décisions d'ordre réglementaire importantes ont été rendues et par les prix de l'Alberta Power Pool et les différentiels de prix.

En 2015, la diminution du résultat au quatrième trimestre s'expliquait principalement par le décalage réglementaire qui a nécessité une révision des coûts prévus par rapport aux projections de coûts soumises initialement dans le cadre de la demande générale de hausse tarifaire pour 2015 à 2017 visant le transport d'électricité.

En 2016, le résultat plus élevé découle principalement des investissements en capital continu et de l'accroissement de la base de tarification de même que des initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités de la société. Le résultat a diminué au troisième trimestre en raison de l'incidence financière de la décision réglementaire concernant la demande générale de hausse tarifaire visant le transport d'électricité.

En 2017, la hausse du résultat au premier trimestre découle principalement des investissements en capital continu et de l'accroissement de la base de tarification des entreprises de services publics réglementées, ainsi que de la diminution des charges d'exploitation. La baisse du résultat au deuxième trimestre découle principalement du calendrier des charges d'exploitation et des autres coûts liés à la distribution d'électricité, et de l'incidence de la décision rendue en ce qui a trait à la déclaration de conformité relative à la demande générale de hausse tarifaire de 2015 à 2017 pour le transport d'électricité. La baisse du résultat au troisième trimestre découle principalement de l'incidence de la décision portant sur la demande concernant les comptes de report pour 2013 à 2014 pour le transport d'électricité.

Pipelines et liquides

Le résultat ajusté du secteur Pipelines et liquides rend compte des importants investissements en capital effectués par les entreprises à tarifs réglementés du secteur Pipelines et liquides au cours des huit derniers trimestres. Ces dépenses, qui rapportent un rendement selon un modèle d'affaires réglementé, stimulent la progression du résultat ajusté. Le résultat ajusté a également été influencé par le moment où certaines décisions d'ordre réglementaire importantes ont été rendues, et par les variations saisonnières et les prix des marchandises.

La hausse du résultat au quatrième trimestre de 2015 et au premier trimestre de 2016 rend compte principalement des investissements en capital continu, de l'accroissement de la base de tarification et de la clientèle, ainsi que des initiatives de réduction des coûts touchant l'ensemble des activités.

Pour le deuxième et le troisième trimestre de 2016, la baisse du résultat était attribuable au recul de la demande saisonnière pour nos activités de distribution de gaz naturel.

Pour le premier trimestre de 2017, la progression du résultat s'explique principalement par la hausse de la demande saisonnière pour notre entreprise de distribution de gaz naturel. La hausse du résultat pour le premier semestre de l'exercice est attribuable aux investissements en capital continu et à l'accroissement de la base de tarification. La baisse du résultat pour le troisième trimestre de 2017 est principalement attribuable au temps plus chaud et aux ajustements pour tenir compte de l'inflation des tarifs de notre entreprise de distribution de gaz naturel à l'échelle internationale.

Résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B

Le résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B 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 comprend 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 deuxième trimestre de 2017 et au quatrième trimestre de 2016, la société a ajusté l'actif d'impôt différé qui a été comptabilisé par suite d'une perte de valeur du projet de pipeline de Tula. L'ajustement de 3 M\$ du deuxième trimestre et l'ajustement de 9 M\$ du quatrième trimestre étaient attribuables à l'écart entre la monnaie utilisée aux fins de l'impôt, soit le peso mexicain, et la monnaie fonctionnelle, soit le dollar américain;
- au premier trimestre de 2017, nous avons comptabilisé un profit de 30 M\$ sur la vente de notre participation de 100 pour cent dans ATCO Real Estate Holdings Ltd.;
- au premier trimestre de 2016, nous avons comptabilisé un profit sur la vente d'une entreprise commune de 13 M\$ relativement à la vente de notre participation de 51,3 pour cent dans l'usine d'extraction d'éthane d'Edmonton;
- au quatrième trimestre de 2015, nous avons comptabilisé des profits de 27 M\$ au titre de la vente de la division Gestion des émissions du secteur Structures et logistique, de la vente de certains actifs non essentiels de collecte et de traitement du gaz naturel et de la réévaluation de notre participation dans Barking;
- au quatrième trimestre de 2015, des pertes de valeur de 103 M\$ ont été comptabilisées au titre des actifs de production d'électricité des unités 3 et 4 de Battle River, du pipeline de Tula au Mexique ainsi que de certaines installations de collecte et de traitement de gaz naturel;
- au quatrième trimestre de 2015, la société a inscrit des coûts de restructuration de 73 M\$. Ces coûts étaient principalement liés aux suppressions de postes et aux indemnités de cessation d'emploi connexes.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR ET MESURES CONFORMES AUX PCGR SUPPLÉMENTAIRES

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 plus loin dans le présent rapport de gestion.

Le résultat ajusté s'entend du résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B, 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 affaires 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 actions de catégorie A et de catégorie B figure dans le présent rapport de gestion. Le résultat ajusté constitue une mesure conforme aux PCGR supplémentaires présentée à la note 3 des états financiers consolidés intermédiaires non audités de 2017.

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

RAPPROCHEMENT DU RÉSULTAT AJUSTÉ ET DU RÉSULTAT ATTRIBUABLE AUX ACTIONS DE CATÉGORIE A ET DE CATÉGORIE B

Le résultat ajusté s'entend du résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B, 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 affaires 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
30 septembre

2017	Électricité	Pipelines et liquides	Siège social et autres activités	Éliminations intersectorielles	Chiffres consolidés
2016					
Produits des activités ordinaires	587	330	48	(30)	935
	449	322	26	(19)	778
Résultat ajusté	90	24	(18)	–	96
	87	26	(17)	–	96
Pertes latentes sur les contrats à terme sur marchandises évalués à la valeur de marché	(6)	–	–	–	(6)
	–	–	–	–	–
Activités à tarifs réglementés	(19)	7	–	2	(10)
	9	(1)	–	3	11
Dividendes sur les actions privilégiées de Canadian Utilities Limited	1	–	15	–	16
	1	–	16	–	17
Résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B	66	31	(3)	2	96
	97	25	(1)	3	124

(en millions de dollars)

Périodes de neuf mois closes les
30 septembre

2017	Électricité	Pipelines et liquides	Siège social et autres activités	Éliminations intersectorielles	Chiffres consolidés
2016					
Produits des activités ordinaires	1 643	1 183	146	(102)	2 870
	1 326	1 042	71	(54)	2 385
Résultat ajusté	309	179	(48)	–	440
	291	174	(43)	2	424
Profit sur les ventes d'activités	–	–	30	–	30
	–	13	–	–	13
Pertes latentes sur les contrats à terme sur marchandises évalués à la valeur de marché	(37)	–	–	–	(37)
Activités à tarifs réglementés	(80)	9	–	4	(67)
	(13)	(56)	–	5	(64)
Dividendes sur les actions privilégiées de Canadian Utilities Limited	2	1	47	–	50
	2	1	48	–	51
Autre	–	3	–	–	3
	–	–	–	–	–
Résultat attribuable aux actions de catégorie A et de catégorie B	194	192	29	4	419
	280	132	5	7	424

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 indépendantes 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 limites de capacité en MW applicables aux contrats à terme sur marchandises ont été relevées, ce qui accroît la probabilité que des profits ou des pertes latents plus élevés soient enregistrés avant le règlement des contrats. L'élimination des profits ou des 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 indépendantes et harmonise plus étroitement la présentation de l'information de la société avec les informations fournies par les sociétés semblables du secteur de l'électricité et des services publics. Les profits ou les pertes latents sont comptabilisés dans le résultat ajusté lorsque les contrats sur marchandises sont réglés.

ACTIVITÉS À TARIFS RÉGLEMENTÉS

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

En conséquence, la société utilise les normes publiées par le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») des États-Unis comme autre source de PCGR 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, afin de refléter adéquatement l'incidence économique sur les produits des activités ordinaires des décisions des organismes de réglementation.

Le tableau suivant présente les ajustements apportés au résultat aux termes de la comptabilité des activités à tarifs réglementés.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2017	2016	Variation	2017	2016	Variation
Produits supplémentaires facturés au cours de la période considérée						
Frais futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux ¹⁾	16	16	–	54	51	3
Produits à facturer au cours de périodes ultérieures						
Impôt différé ²⁾	(20)	(17)	(3)	(75)	(70)	(5)
Incidence du temps plus chaud ³⁾	(1)	(1)	–	(4)	(28)	24
Décisions d'ordre réglementaire reçues	9	13	(4)	16	9	7
Règlement des décisions d'ordre réglementaire et autres éléments	(14)	–	(14)	(58)	(26)	(32)
	(10)	11	(21)	(67)	(64)	(3)

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 des coûts prévisionnels qui devraient être engagés au cours des périodes ultérieures.

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

3) 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 des activités ordinaires inférieurs ou supérieurs à la normale pour la période considérée sont remboursés aux clients ou recouverts auprès de ceux-ci au cours des périodes ultérieures.

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 des activités ordinaires supplémentaires facturés au cours de la période considérée	Frais futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux.	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 des activités ordinaires à facturer au cours de périodes ultérieures	Impôt différé et incidence du temps plus chaud.	La société comptabilise les produits des activités ordinaires associés aux coûts recouvrables avant de 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 que les montants soient 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 et à la rubrique « Informations sectorielles » présentée à la note 3 des états financiers consolidés intermédiaires non audités de 2017.	La société comptabilise le résultat découlant des effets d'une décision d'ordre réglementaire sur la période considérée et les périodes antérieures lorsque la décision est rendue.	La société ne comptabilise pas de résultat découlant des effets d'une décision d'ordre réglementaire lorsqu'elle la reçoit, les actifs et les passifs réglementaires n'étant pas comptabilisés selon les IFRS.
Règlement des décisions d'ordre réglementaire et autres éléments	Règlement des montants à recevoir des clients ou à leur payer et autres éléments.	La société comptabilise un montant à recevoir des clients ou à leur payer à titre de réduction de ses actifs et passifs réglementaires lorsque ce montant est recouvré ou remboursé par l'intermédiaire de la facturation future.	La société comptabilise un résultat lorsque les tarifs facturés aux clients sont modifiés et que les montants sont recouverts auprès des clients ou remboursés à ceux-ci par l'intermédiaire de la facturation future.

Pour un complément d'information sur les produits facturés dans la période considérée, les produits à facturer dans des périodes ultérieures et le règlement des décisions d'ordre réglementaire et autres éléments, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Informations sectorielles » présentée à la note 3 des états financiers consolidés intermédiaires non audités de 2017.

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)

2017 2016	Trimestres clos les 30 septembre	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre
Fonds provenant de l'exploitation	399	1 311
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(30)	77
Variation de la créance au titre d'un accord de concession de services	(162)	(360)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	207	1 028
	360	1 162

AUTRES INFORMATIONS FINANCIÈRES

MODIFICATIONS COMPTABLES

De l'avis de la société, l'International Accounting Standards Board (« IASB ») ou l'IFRS Interpretations Committee (« IFRIC ») n'a publié aucune norme nouvelle ou révisée au troisième trimestre de 2017 qui pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers consolidés intermédiaires non audités ou sur les notes annexes.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

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} juillet 2017 et close le 30 septembre 2017 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 audités et son rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2016. Il est possible d'obtenir des exemplaires de ces documents en faisant la demande au service des relations avec les investisseurs par écrit au 1500, 909-11th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2R 1N6, 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 ATCO Electric Distribution, ATCO Electric Transmission, ATCO Gas et ATCO Pipelines.

Entreprises de services publics réglementées désigne ATCO Electric Distribution, ATCO Electric Transmission, ATCO Gas, ATCO Pipelines et 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.

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, du président et chef de la direction et de cinq autres hauts dirigeants.

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, sauf si le contexte l'exclut, comprend ses filiales.