

Rapport de gestion

La direction d'Algonquin Power & Utilities Corp. (« APUC » ou la « société ») a préparé le rapport de gestion qui suit afin de fournir aux actionnaires des informations qui les aideront à comprendre les résultats financiers des trois mois et des neuf mois clos le 30 septembre 2019. Le rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés intermédiaires non audités d'APUC pour les trois mois et les neuf mois clos les 30 septembre 2019 et 2018. Le présent rapport de gestion doit aussi être lu à la lumière des états financiers consolidés audités d'APUC pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017. Ces documents sont disponibles sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, sur EDGAR, à l'adresse www.sec.gov/edgar et sur le site Web d'APUC à l'adresse www.AlgonquinPowerandUtilities.com. D'autres informations sur APUC, y compris sa plus récente notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov/edgar.

À moins d'indication contraire, l'information financière fournie pour les trois mois et neuf mois clos les 30 septembre 2019 et 2018 a été préparée conformément aux principes comptables généralement reconnus aux États-Unis (les « PCGR des États-Unis »). Par conséquent, l'information financière pourrait ne pas être comparable à celle d'autres sociétés canadiennes qui la fournissent selon un autre mode de présentation.

(Tous les montants sont en milliers de dollars américains, sauf les montants par action ou à moins d'indication contraire.) Les montants libellés en dollars canadiens portent la mention « \$ CA » ou « dollars canadiens ».

Le présent rapport de gestion est fondé sur les informations dont disposait la direction au 7 novembre 2019.

Table des matières

Mise en garde concernant les énoncés prospectifs, l'information de nature prospective et les mesures non conformes aux PCGR	2
Aperçu général et stratégie d'entreprise.....	6
Principaux faits saillants	7
Résultats d'exploitation du troisième trimestre de 2019.....	8
Résultats d'exploitation depuis le début de l'exercice 2019.....	10
Sommaire du BAIIA ajusté pour 2019.....	13
Groupe Liberty Utilities.....	14
Groupe Liberty Power	20
APUC : frais du siège social et autres charges	25
Mesures financières non conformes aux PCGR	27
Activités d'aménagement de la société	29
Sommaire des dépenses en immobilisations corporelles.....	31
Situation de trésorerie et sources de financement	32
Régimes de rémunération à base d'actions	34
Opérations entre parties liées.....	36
Gestion du risque d'entreprise.....	37
Information financière trimestrielle.....	39
Contrôles et procédures de communication de l'information	40
Principales estimations et méthodes comptables	40

Mise en garde concernant les énoncés prospectifs, l'information de nature prospective et les mesures non conformes aux PCGR

Énoncés prospectifs et information de nature prospective

Le présent document peut contenir des énoncés qui constituent de l'« information de nature prospective » au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables dans chacune des provinces du Canada et des politiques, règlements et règles respectifs de ces lois ou « énoncés prospectifs » au sens de la *Private Securities Litigation Reform Act of 1995* des États-Unis (collectivement, l'« information de nature prospective »). Des termes comme « anticiper », « budget », « croire », « pouvoir », « estimer », « s'attendre à », « prévoir », « avoir l'intention de », « planifier », « projeter », « cibler » et d'autres expressions semblables ainsi que l'emploi du futur ou du conditionnel permettent souvent de reconnaître l'information de nature prospective, bien que celle-ci ne contienne pas toujours ces termes et expressions. L'information de nature prospective spécifique contenue dans le présent document comprend notamment des énoncés sur ce qui suit : la croissance future attendue et les résultats d'exploitation; les liquidités, les ressources en capitaux et les besoins opérationnels; les révisions tarifaires, y compris les décisions de tarifs et les rajustements en découlant ainsi que les effets et le moment prévus; les sources de financement, y compris le caractère adéquat et la disponibilité des facilités de crédit, les échéances de dettes et les emprunts futurs; les attentes à l'égard de l'utilisation du produit de financement par capitaux propres, y compris le placement et le programme de placement au cours du marché (dans les deux cas, définis aux présentes); les acquisitions, les projets et les initiatives en cours et prévus, y compris les attentes relatives aux coûts, au financement, aux résultats et aux dates d'achèvement; les attentes à l'égard de la clôture attendue de l'acquisition par APUC de Bermuda Electric Light Company; les attentes à l'égard des activités d'expansion de la société et leurs résultats; les attentes relatives aux audiences, aux motions et aux autorisations des organismes de réglementation; les attentes relatives aux coûts d'exploitation, aux dépenses d'investissement et aux coûts d'entretien et à la variabilité de ces coûts; les dépenses en immobilisations futures prévues, y compris le moment prévu, les plans de dépenses, les sources de liquidités et les effets; les attentes relatives à la capacité, à la disponibilité et à la production; les attentes relatives à l'issue des réclamations contractuelles ou juridiques et des litiges existants ou éventuels; les attentes quant à la capacité d'accès aux marchés financiers selon des modalités raisonnables; la stratégie et les objectifs; les obligations contractuelles et les autres engagements commerciaux; les obligations environnementales; les dividendes versés aux actionnaires; les attentes quant à la date d'échéance et à la date de rachat des effets subordonnés en circulation d'APUC; les attentes quant à l'incidence des réformes fiscales; les notes de crédit; la croissance anticipée et les nouvelles occasions dans les marchés cibles d'APUC; les estimations comptables; les taux d'intérêt; les taux de change; et les prix des marchandises. Toute l'information de nature prospective est formulée sous réserve des dispositions d'exonération des lois sur les valeurs mobilières applicables.

Les prévisions et les projections qui sous-tendent l'information de nature prospective figurant dans le présent document sont fondées sur certains facteurs et hypothèses concernant notamment les éléments suivants : la réception des approbations réglementaires applicables et des décisions tarifaires demandées; l'absence de toute décision réglementaire défavorable importante et l'attente selon laquelle le régime de réglementation sera stable; l'absence de toute défaillance ou de tout bris de matériel; la possibilité d'obtenir du financement selon des modalités raisonnables sur le plan commercial et la stabilité des notes de crédit de la société et de ses filiales; l'absence de passifs importants imprévus ou de pertes non assurées; l'accès continu aux marchandises et la stabilité des prix des marchandises; l'absence d'augmentations soutenues des taux d'intérêt ou de variations importantes des taux de change; l'absence de perturbations de service ou de passifs attribuables à des catastrophes naturelles ou à d'autres situations catastrophiques; le maintien de la capacité à entretenir les systèmes et les installations pour assurer leur rendement continu; l'absence de détérioration grave ou prolongée de la conjoncture économique générale, des conditions sociales, des conditions du crédit ou des marchés; l'aménagement et la construction de nouveaux projets menés à bien en temps opportun; l'absence de dépassements importants liés aux projets d'immobilisations importants ou aux frais de financement; des liquidités et des ressources en capital suffisantes; le maintien des conditions et des tendances météorologiques observées; l'absence d'un défaut important d'une contrepartie; la concurrence soutenue des prix de l'électricité par rapport aux autres sources d'énergie; la réalisation des avantages prévus découlant des acquisitions et des coentreprises de la société; l'absence de modifications importantes de la situation politique ou des politiques publiques et des directives des entités gouvernementales qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur la société; la capacité d'obtenir des licences et des permis; l'absence de baisse importante des prix de l'énergie; l'absence de litiges importants avec l'administration fiscale ou de modifications aux lois fiscales applicables; la maintenance continue de l'infrastructure de technologie de l'information et l'absence d'atteinte importante à la cybersécurité; des relations harmonieuses avec les parties prenantes externes; et des relations de travail favorables.

L'information de nature prospective contenue dans le présent document est assujettie à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs en conséquence desquels les résultats réels pourraient différer considérablement des résultats historiques ou des résultats prévus par l'information de nature prospective. Les facteurs susceptibles d'entraîner un écart important entre les résultats ou les événements et les attentes actuelles comprennent notamment : les changements qui ont une incidence sur la conjoncture économique générale, les conditions sociales, les conditions du crédit ou des marchés; les changements liés aux tendances de consommation d'énergie des clients et à la demande énergétique; les changements climatiques à l'échelle mondiale; la constitution de passifs environnementaux; les catastrophes naturelles ou autres situations catastrophiques; une atteinte à l'infrastructure de technologie de l'information et à la cybersécurité; la perte de membres du personnel clés ou des interruptions de travail; les fluctuations saisonnières et les variations quant aux conditions météorologiques et à la disponibilité des ressources naturelles; une baisse de la demande d'électricité, de gaz naturel et d'eau en raison des avancées technologiques; le recours à des systèmes de transport détenus et exploités par des tiers; des problèmes liés aux droits d'utilisation des terrains et à l'accès aux installations de la société; une défaillance ou un bris important de matériel; des attentats terroristes; les fluctuations des prix des marchandises; les dépenses en immobilisations; une dépendance envers des filiales; la constitution d'une perte non assurée; la révision à la baisse d'une note de crédit; l'augmentation des frais de financement ou une capacité d'accès limitée aux marchés financiers et de crédit; une augmentation soutenue des taux d'intérêt; les variations des taux de change; une manœuvre financière restreinte en raison des clauses restrictives des ententes de crédit existantes; l'incapacité de refinancer une dette venant à échéance selon des modalités raisonnables sur le plan commercial; des litiges en cours avec l'administration fiscale ou des modifications aux lois fiscales; l'incapacité de repérer, d'acquérir et d'aménager des projets appropriés afin de maximiser la valeur du matériel admissible aux crédits d'impôt à la production; la nécessité de verser des cotisations nettement plus élevées dans le cadre des régimes d'avantages complémentaires de retraite; le défaut d'une contrepartie; des hypothèses, des jugements ou des estimations inexacts quant aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations; le défaut d'obtenir les approbations réglementaires requises; les modifications apportées aux lois et à la réglementation en matière de santé et de sécurité ainsi qu'aux exigences liées aux permis; les modifications apportées aux lois, à la réglementation et aux normes environnementales ou le défaut de s'y conformer; la conformité aux nouvelles lois et réglementations étrangères; l'incapacité de recenser des occasions d'acquisition ou d'aménagement attrayantes afin de poursuivre la stratégie de croissance de la société; des retards ou des dépassements de coûts sur le plan de la conception ou de la construction des projets; la perte de clients clés; l'incapacité de réaliser les avantages prévus aux termes d'acquisitions ou de coentreprises; le fait qu'Atlantica (définie dans le présent document) ou que la coentreprise de la société constituée avec Abengoa (définie dans le présent document) agisse d'une façon qui va à l'encontre des intérêts de la société; une chute du cours des actions ordinaires d'Atlantica; l'expropriation d'installations ou leur reprise par des entités gouvernementales; un activisme accru des parties prenantes externes allant à l'encontre des intérêts de la société; et les fluctuations des prix et de la liquidité des actions ordinaires de la société. La société a tenté de cerner les facteurs importants qui peuvent faire en sorte que des mesures, des événements ou des résultats réels diffèrent de façon importante de ceux dont il est fait mention dans l'information de nature prospective, mais ces mesures, événements et résultats pourraient ne pas correspondre à ceux qui ont été prévus, anticipés ou estimés en raison d'autres facteurs. Certains des facteurs précités ainsi que d'autres font l'objet de plus de précisions à la rubrique Gestion du risque d'entreprise ainsi que dans la notice annuelle la plus récente de la société.

L'information de nature prospective qui figure dans le présent document est formulée en date du présent document et s'appuie sur les plans, les convictions, les estimations, les projections, les attentes, les opinions et les hypothèses de la direction à pareille date. Rien ne garantit que les informations de nature prospective seront exactes, car les résultats réels et les événements futurs pourraient différer considérablement de ceux prévus dans ladite information de nature prospective. Par conséquent, le lecteur ne devrait pas se fier indûment à l'information de nature prospective. Bien que la société puisse être appelée à revoir ses points de vue en raison d'événements et de faits ultérieurs, elle ne s'engage aucunement à mettre à jour l'information de nature prospective ou à expliquer toute divergence importante entre des événements réels futurs et l'information de nature prospective, à moins que les lois l'exigent. Toute l'information de nature prospective qui figure dans les présentes est présentée sous réserve de la présente mise en garde.

Mesures financières non conformes aux PCGR

Les termes « bénéfice net ajusté », « bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement ajusté » (« BAIIA ajusté »), « fonds ajustés provenant des activités d'exploitation », « ventes nettes d'énergie », « ventes nettes des services publics » et « bénéfice d'exploitation de la division » sont utilisés tout au long du présent rapport de gestion. Les termes « bénéfice net ajusté », « fonds ajustés provenant des activités d'exploitation », « BAIIA ajusté », « ventes nettes d'énergie », « ventes nettes des services publics » et « bénéfice d'exploitation de la division » ne sont pas des mesures reconnues en vertu des PCGR des États-Unis. Il n'existe aucune méthode normalisée pour évaluer le « bénéfice net ajusté », le « BAIIA ajusté », les « fonds ajustés provenant des activités d'exploitation », les « ventes nettes d'énergie », les « ventes nettes des services publics » et le « bénéfice d'exploitation de la division »; par conséquent, la méthode qu'APUC utilise pour calculer ces mesures peut être différente des méthodes qu'utilisent d'autres sociétés et pourrait ne pas être comparable aux mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Le calcul et l'analyse du « bénéfice net ajusté », du « BAIIA ajusté », des « fonds ajustés provenant des activités d'exploitation », des « ventes nettes d'énergie », des « ventes nettes des services publics » et du « bénéfice d'exploitation de la division » sont présentés tout au long du présent rapport de gestion.

BAIIA ajusté

Le BAIIA ajusté est une mesure non conforme aux PCGR utilisée par de nombreux investisseurs pour comparer des entreprises en fonction de leur aptitude à dégager des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. APUC se sert de ces calculs pour surveiller le montant des flux de trésorerie qu'elle génère par rapport aux dividendes qu'elle verse. Elle se sert du BAIIA ajusté pour évaluer son rendement d'exploitation avant l'incidence des éléments suivants (le cas échéant) : la charge d'amortissement, la charge ou les recouvrements d'impôts, les coûts d'acquisition, les coûts liés aux litiges, les intérêts débiteurs, le gain ou la perte sur les instruments financiers dérivés, l'amortissement des actifs incorporels et des immobilisations corporelles, le bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, les coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite non liés au service, les coûts liés au financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux, le gain ou la perte de change, le bénéfice ou la perte découlant des activités abandonnées, les variations de la valeur des placements comptabilisés à la juste valeur et les autres éléments qui sont habituellement de nature non récurrente. APUC fait des ajustements en fonction de ces facteurs, puisqu'ils peuvent être hors trésorerie, de nature exceptionnelle et non compris dans les facteurs qu'utilise la direction pour évaluer le rendement d'exploitation de la société. APUC croit que le recours à cette mesure permettra à l'investisseur de mieux comprendre son rendement d'exploitation. Le BAIIA ajusté n'est pas destiné à être représentatif des flux de trésorerie liés à l'exploitation ni des résultats d'exploitation établis conformément aux PCGR des États-Unis, et peut subir l'incidence positive ou négative de ces éléments.

Bénéfice net ajusté

Le bénéfice net ajusté est une mesure non conforme aux PCGR utilisée par de nombreux investisseurs pour comparer le bénéfice d'exploitation net avant l'incidence de certains éléments variables, principalement des éléments hors trésorerie qui n'ont en général aucune incidence économique à court terme ou d'éléments comme les coûts d'acquisition ou les coûts liés aux litiges qui ne sont pas considérés comme étant directement liés au rendement d'exploitation d'une entreprise. APUC se sert du bénéfice net ajusté pour évaluer sa performance avant l'incidence des éléments suivants (le cas échéant) : les gains ou les pertes de change, les contrats de change à terme, les swaps de taux d'intérêt, les coûts d'acquisition, les coûts ponctuels liés à la préparation du financement en échange d'avantages sociaux, les coûts liés aux litiges et l'amortissement des actifs incorporels et des immobilisations corporelles, le bénéfice ou la perte découlant des activités abandonnées, l'incidence de la réévaluation à la valeur de marché latente, les variations de la valeur des placements comptabilisés à la juste valeur et d'autres éléments qui sont habituellement de nature non récurrente, car ils ne sont pas représentatifs de la performance des activités sous-jacentes d'APUC. La société estime qu'une telle analyse et présentation du bénéfice net ou de la perte nette permettra à l'investisseur de mieux comprendre son rendement d'exploitation. Le bénéfice net ajusté n'est pas destiné à être représentatif du bénéfice net ou de la perte nette établis conformément aux PCGR des États-Unis, et peut subir l'incidence positive ou négative de ces éléments.

Fonds ajustés provenant des activités d'exploitation

Les fonds ajustés provenant des activités d'exploitation sont une mesure non conforme aux PCGR utilisée par les investisseurs pour comparer les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation sans l'incidence de certains éléments variables qui n'ont en général aucune incidence économique à court terme ou d'éléments comme les coûts d'acquisition qui ne sont pas considérés comme étant directement liés au rendement d'exploitation d'une entreprise. APUC se sert des fonds ajustés provenant des activités d'exploitation pour évaluer sa performance sans l'incidence des éléments suivants (le cas échéant) : les variations des soldes du fonds de roulement, les coûts d'acquisition, les coûts liés aux litiges, les flux de trésorerie liés aux activités abandonnées ou les autres éléments habituellement de nature non récurrente qui touchent les activités d'exploitation, ces éléments n'étant pas représentatifs de la performance à long terme des activités sous-jacentes d'APUC. Cette dernière estime qu'une telle analyse et présentation des fonds provenant des activités d'exploitation permettra à l'investisseur de mieux comprendre son rendement d'exploitation. Les fonds ajustés provenant des activités d'exploitation ne sont pas destinés à être représentatifs des flux de trésorerie liés à l'exploitation établis conformément aux PCGR des États-Unis, et peuvent subir l'incidence positive ou négative de ces éléments.

Ventes nettes d'énergie

Les ventes nettes d'énergie sont une mesure non conforme aux PCGR utilisée par les investisseurs pour désigner les produits, déduction faite des coûts liés aux marchandises engagés pour générer les produits. En règle générale, les produits augmentent ou diminuent par suite de l'augmentation ou de la diminution des coûts liés aux marchandises utilisés pour générer ces produits. APUC utilise les ventes nettes d'énergie pour évaluer ses produits sans l'incidence de la variation des coûts liés aux marchandises étant donné que ces coûts sont principalement recouverts directement ou indirectement à même les tarifs facturés aux clients. APUC estime qu'une telle analyse et présentation des ventes nettes d'énergie permettra à l'investisseur de mieux comprendre comment les produits sont générés dans les activités. Cette information n'est pas représentative des produits établis conformément aux PCGR des États-Unis.

Ventes nettes des services publics

Les ventes nettes des services publics sont une mesure non conforme aux PCGR utilisée par les investisseurs pour désigner les produits provenant des services, publics déduction faite des coûts liés aux marchandises, notamment le gaz naturel ou l'électricité. APUC utilise les ventes nettes des services publics pour évaluer les produits provenant des services publics sans l'incidence de la variation des coûts liés aux marchandises étant donné que ces coûts sont principalement transférés aux clients des services publics et payés par eux. APUC estime qu'une telle analyse et présentation des ventes nettes des services publics permettra à l'investisseur de mieux comprendre comment les produits sont générés dans les activités de services publics. Cette information n'est pas représentative des produits établis conformément aux PCGR des États-Unis.

Bénéfice d'exploitation de la division

Le bénéfice d'exploitation de la division est une mesure non conforme aux PCGR. APUC utilise le bénéfice d'exploitation de la division pour évaluer le rendement de l'exploitation de ses groupes d'exploitation sans l'incidence des éléments suivants (le cas échéant) : la charge d'amortissement, les frais d'administration du siège social, la charge ou les recouvrements d'impôts, les coûts d'acquisition, les coûts liés aux litiges, les intérêts débiteurs, le gain ou la perte sur les instruments financiers dérivés, l'amortissement des actifs incorporels et des immobilisations corporelles, le gain ou la perte de change, le bénéfice ou la perte découlant des activités abandonnées, les coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite non liés au service et les autres éléments qui sont habituellement de nature non récurrente. APUC fait des ajustements en fonction de ces facteurs, puisqu'ils peuvent être hors trésorerie, de nature exceptionnelle et non compris dans les facteurs qu'utilise la direction pour évaluer le rendement d'exploitation des divisions. Le bénéfice d'exploitation de la division est calculé compte tenu des intérêts créditeurs, du revenu de dividendes et de la quote-part du résultat des entités comptabilisées à la valeur de consolidation des placements indirects, ainsi que du bénéfice au titre de la liquidation hypothétique à la valeur comptable (« LHVC ») qui représente la valeur des attributs fiscaux nets générés au cours de la période à partir de l'électricité produite par certaines de ses centrales éoliennes et solaires aux États-Unis. APUC croit que le recours à cette mesure permettra à l'investisseur de mieux comprendre le rendement d'exploitation de chaque division d'APUC. Le bénéfice d'exploitation de la division n'est pas représentatif des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ou des résultats d'exploitation établis conformément aux PCGR des États-Unis.

Les termes en majuscules utilisés aux présentes et non définis autrement ont la signification qui leur est attribuée dans la Notice annuelle la plus récente de la société.

Aperçu général et stratégie d'entreprise

APUC est constituée sous le régime de la Loi canadienne sur les sociétés par actions. APUC détient et exploite un portefeuille diversifié d'actifs de services publics de production, de distribution et de transport à tarifs réglementés et non réglementés qui devraient générer des bénéfices et des flux de trésorerie prévisibles. APUC cherche à maximiser la valeur actionnariale globale par la plus-value réelle des actions et des flux de trésorerie afin de soutenir la croissance des dividendes et l'appréciation du cours de l'action.

Le dividende du trimestre considéré versé par APUC à ses actionnaires s'établit à 0,1410 \$ par action ordinaire ou à 0,5640 \$ par action ordinaire annuellement. D'après les cours du change au 6 novembre 2019, le dividende trimestriel équivaut à 0,1858 \$ CA par action ordinaire ou à 0,7432 \$ CA par action ordinaire annuellement. APUC est d'avis que le versement annuel de dividendes lui permet à la fois de faire bénéficier les actionnaires d'un rendement immédiat du capital investi et de conserver suffisamment de liquidités dans APUC pour financer les occasions de croissance. Les changements au dividende versé par APUC sont à la discrétion du conseil d'administration d'APUC (le « conseil »), qui l'examine périodiquement à la lumière du rendement financier et des perspectives de croissance d'APUC.

Les activités d'APUC sont réparties entre deux principales unités d'exploitation en Amérique du Nord, soit le groupe Liberty Utilities qui détient et exploite essentiellement un portefeuille de réseaux de services publics de distribution d'électricité, de gaz naturel et d'eau et de collecte des eaux usées à tarifs réglementés et d'activités de transport à tarifs réglementés, et le groupe Liberty Power qui détient et exploite un portefeuille diversifié d'actifs de production d'énergie renouvelable et de production d'électricité thermique à tarifs non réglementés. En outre, APUC détient actuellement une participation de 44,2 % dans Atlantica Yield plc (AY au NASDAQ) (« Atlantica »), une société qui acquiert, possède et gère un portefeuille international diversifié d'actifs de distribution d'eau, de transport d'électricité, de production d'électricité et d'énergie renouvelable sous contrat. Le placement dans Atlantica est présenté sous le groupe Liberty Power.

Groupe Liberty Utilities

Le groupe Liberty Utilities exploite des réseaux de services publics à tarifs réglementés aux États-Unis et au Canada, qui servent environ 801 000 raccordements. Le groupe Liberty Utilities cherche à offrir des services sécuritaires, fiables et de grande qualité aux clients, et à générer un bénéfice stable et prévisible pour APUC. En plus d'appuyer et de favoriser la croissance interne au sein des territoires qu'il sert, le groupe Liberty Utilities s'efforce d'assurer la progression constante du bénéfice en saisissant des occasions d'acquisitions relatives de réseaux de services publics.

Les réseaux de services publics de distribution d'électricité à tarifs réglementés et les actifs de production connexes du groupe Liberty Utilities sont situés dans les États de la Californie, du New Hampshire, du Missouri, du Kansas, de l'Oklahoma et de l'Arkansas, et, ensemble, servent environ 266 000 raccordements. Le groupe détient et gère également des actifs de production d'énergie d'une capacité brute d'environ 1,7 GW, et possède des investissements dans des actifs de production d'une puissance installée nette d'environ 0,3 GW.

Les réseaux de services publics de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés du groupe Liberty Utilities sont situés dans les États de la Géorgie, de l'Illinois, de l'Iowa, du Massachusetts, du New Hampshire et du Missouri; ensemble, ils servent environ 339 000 raccordements de gaz naturel. Le 1^{er} octobre 2019, par suite de l'acquisition de Enbridge Gas Nouveau-Brunswick Société en Commandite (« Gaz Nouveau-Brunswick » ou le « réseau Gaz Nouveau-Brunswick »), le groupe Liberty Utilities a étendu son empreinte au Canada en ajoutant 12 000 raccordements. Le 1^{er} novembre 2019, par suite de l'acquisition de St. Lawrence Gas Company Inc. (« St. Lawrence Gas » ou le « réseau St. Lawrence Gas »), le groupe Liberty Utilities a également ajouté 17 000 raccordements dans l'État de New York.

Les réseaux de services publics de distribution d'eau à tarifs réglementés et de collecte des eaux usées du groupe Liberty Utilities sont situés dans les États de l'Arizona, de l'Arkansas, de la Californie, de l'Illinois, du Missouri et du Texas; ensemble, ils servent environ 167 000 raccordements.

Groupe Liberty Power

Le groupe Liberty Power produit de l'électricité et vend la production de son portefeuille diversifié de centrales de production d'énergie propre et d'énergie renouvelable à tarifs non réglementés réparties en Amérique du Nord. Le groupe Liberty Power vise à assurer une croissance continue en aménageant de nouveaux projets de production et en saisissant des occasions d'acquisitions relatives de centrales électriques.

Le groupe Liberty Power possède et exploite des centrales hydroélectriques, éoliennes, solaires et thermiques d'une puissance installée brute d'environ 1,5 GW. La production de ces centrales est vendue dans une proportion d'environ 86 % aux termes d'ententes contractuelles à long terme dont la durée résiduelle moyenne pondérée, au 30 septembre 2019, était d'environ 14 ans.

APUC détient actuellement une participation de 44,2 % dans Atlantica. Atlantica possède et exploite un portefeuille d'actifs d'infrastructures d'énergie propre et d'eau potable de grande qualité à l'échelle internationale, visés par des contrats à long terme dont la durée résiduelle moyenne pondérée en fonction des liquidités disponibles à des fins de distribution était d'environ 18 ans au 31 décembre 2018.

Expansion de l'entreprise

Les activités d'expansion de la société pour des projets qu'elle détient directement ou indirectement par l'entremise des entités AAGES relèvent principalement d'Abengoa-Algonquin Global Energy Solutions (« AAGES »), coentreprise avec Abengoa S.A. (ABG sur le MC) (« Abengoa »), une entreprise de construction d'infrastructures internationale. Grâce à sa portée mondiale, AAGES et ses entreprises associées s'efforcent de trouver, d'aménager et de construire des centrales d'énergie renouvelable, des lignes de transport d'électricité et des actifs d'infrastructure de distribution d'eau. Lorsqu'un projet aménagé par AAGES commence ses activités commerciales, APUC, de concert avec AAGES, déterminera s'il est préférable qu'APUC ou AAGES détienne le projet ou encore que le projet soit vendu à Atlantica ou, dans de rares circonstances, à une autre partie.

Principaux faits saillants

Faits saillants de la société

Résultats d'exploitation trimestriels

Voici les résultats d'exploitation d'APUC par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent :

(en millions de dollars, sauf les données par action)	Trois mois clos les 30 septembre		Variation
	2019	2018	
Bénéfice net attribuable aux actionnaires	115,8 \$	57,9 \$	100 %
Bénéfice net ajusté ¹	69,2 \$	49,7 \$	39 %
BAIIA ajusté ¹	186,9 \$	165,5 \$	13 %
Bénéfice net par action ordinaire	0,23 \$	0,12 \$	92 %
Bénéfice net ajusté par action ordinaire ¹	0,14 \$	0,10 \$	40 %

¹ Voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*.

Déclaration du dividende du quatrième trimestre de 2019 de 0,1410 \$ (0,1858 \$ CA) par action ordinaire

APUC vise actuellement à dégager une croissance annuelle des dividendes payables aux actionnaires du secteur soutenue par l'augmentation du bénéfice et des flux de trésorerie. En établissant un dividende approprié, le conseil d'APUC tient compte de la croissance actuelle et prévue du bénéfice par action de la société, ainsi que du ratio de dividende en pourcentage du bénéfice par action et des flux de trésorerie par action.

Le 7 novembre 2019, APUC a annoncé que le conseil d'administration a déclaré pour le quatrième trimestre de 2019 un dividende de 0,1410 \$ par action ordinaire payable le 15 janvier 2020 aux actionnaires inscrits le 31 décembre 2019. D'après le taux de change de la Banque du Canada à la date de déclaration, l'équivalent en dollars canadiens du dividende pour le quatrième trimestre de 2019 est de 0,1858 \$ CA par action ordinaire.

Le dividende en dollars américains par action ordinaire et l'équivalent en dollars canadiens pour les quatre trimestres précédents ont été comme suit :

	T1 2019	T2 2019	T3 2019	T4 2019	Total
Dividende en dollars américains	0,1282 \$	0,1410 \$	0,1410 \$	0,1410 \$	0,5512 \$
Équivalent en dollars canadiens	0,1685 \$	0,1899 \$	0,1878 \$	0,1858 \$	0,7320 \$

Financement par actions ordinaires

En octobre 2019, APUC a vendu environ 26,3 millions d'actions ordinaires au prix de 13,50 \$ l'action ordinaire au moyen d'un placement par voie de prise ferme (le « placement ») pour un produit brut totalisant environ 354,4 millions de dollars. Le placement visait principalement des investisseurs américains.

Le produit du placement servira à financer en partie certaines des acquisitions annoncées précédemment et à financer en partie les projets de croissance en développement durable de la société et aux fins générales de la société.

Faits saillants du groupe Liberty Utilities

Acquisition de Gaz Nouveau-Brunswick

Le 1^{er} octobre 2019, le groupe Liberty Utilities a clôturé l'acquisition de Gaz Nouveau-Brunswick pour un montant d'environ 339 millions de dollars canadiens. Gaz Nouveau-Brunswick est une société de services publics réglementés qui alimente en gaz naturel environ 12 000 clients dans 12 communautés du Nouveau-Brunswick, et qui exploite un pipeline de distribution de gaz naturel d'environ 1 200 km.

Acquisition de St. Lawrence Gas

Le 1^{er} novembre 2019, le groupe Liberty Utilities a clôturé l'acquisition de St. Lawrence Gas pour un montant d'environ 61,8 millions de dollars. St. Lawrence Gas est une société de services publics à tarifs réglementés qui alimente en gaz naturel environ 17 000 clients dans l'État de New York et qui exploite un pipeline de distribution de gaz naturel d'environ 1 100 km.

Faits saillants du groupe Liberty Power

Coentreprise pour l'aménagement du projet éolien Maverick Creek

Le 8 août 2019, le groupe Liberty Power a convenu d'aménager le projet éolien Maverick Creek d'environ 490 MW situé dans le comté de Concho, au Texas (le « projet éolien Maverick »), dans le cadre d'une coentreprise avec Renewable Energy Systems Americas Inc. (« RES »). La construction du projet devrait débuter en novembre 2019, et les activités commerciales, au quatrième trimestre de 2020 (se reporter à Activités d'aménagement de la société).

Résultats d'exploitation du troisième trimestre de 2019

Principales informations financières

(en millions de dollars, sauf les données par action)

	Trois mois clos les 30 septembre	
	2019	2018
Produits	365,6 \$	366,2 \$
Bénéfice net attribuable aux actionnaires	115,8	57,9
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	188,1	131,5
Bénéfice net ajusté ¹	69,2	49,7
BAIIA ajusté ¹	186,9	165,5
Fonds ajustés provenant des activités d'exploitation ¹	120,1	127,9
Dividendes déclarés aux actionnaires ordinaires	70,4	61,0
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	495 912 305	473 774 957
Par action		
Bénéfice net de base	0,23 \$	0,12 \$
Bénéfice net dilué	0,23 \$	0,12 \$
Bénéfice net ajusté ^{1, 2}	0,14 \$	0,10 \$
Dividendes déclarés aux actionnaires ordinaires	0,14 \$	0,13 \$

¹ Voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*.

² APUC a recours au bénéfice net ajusté par action pour améliorer l'évaluation et la compréhension de son rendement.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, le taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain d'APUC a été d'environ 0,7572, contre 0,7652 pour la période correspondante de 2018. Par conséquent, toute variation par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent des produits ou des charges, en monnaie locale, de l'une ou l'autre des entités canadiennes d'APUC subit l'influence d'une variation du taux de change moyen à la conversion dans la monnaie de présentation d'APUC.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, APUC a dégagé des produits totalisant 365,6 millions de dollars, contre 366,2 millions de dollars pour la période correspondante de 2018, en baisse de 0,6 million de dollars. Les principaux facteurs qui expliquent la baisse des produits d'APUC pour les trois mois clos le 30 septembre 2019 par rapport à ceux de la période correspondante de 2018 sont les suivants :

(en millions de dollars)	Trois mois clos les 30 septembre
Produits de la période correspondante de l'exercice précédent	366,2 \$
GROUPE LIBERTY UTILITIES	
Installations existantes	
Électricité : Diminution attribuable surtout à la baisse des coûts des marchandises transférés aux clients des réseaux Granite State et Empire.	(1,4)
Gaz naturel : Augmentation attribuable surtout à la hausse des coûts des marchandises transférés aux clients du réseau Energy North, en partie compensée par la baisse des produits tirés des mécanismes d'investissement dans la sécurité du gaz au réseau New England.	1,3
Eau : Augmentation surtout attribuable à la hausse des produits de la croissance interne au réseau Litchfield et à l'augmentation du transfert de coûts de l'eau au réseau Park, en partie contrebalancées par la baisse de la consommation au réseau Arkansas.	2,1
Autre	(0,6)
	1,4
Révisions tarifaires	
Électricité : Entrée en vigueur de tarifs moins élevés pour les réseaux Empire et Granite State en raison de l'adoption de la loi <i>Tax Cuts and Jobs Act</i> (la « réforme fiscale américaine »).	(2,7)
Gaz naturel : Entrée en vigueur des tarifs réduits au réseau Empire par suite de la réforme fiscale américaine, en partie compensée par les nouveaux tarifs, déduction faite de l'incidence de la réforme fiscale américaine, au réseau EnergyNorth.	(0,1)
	(2,8)
GROUPE LIBERTY POWER	
Installations existantes	
Activités hydroélectriques : Augmentation attribuable surtout à la hausse de la production.	0,5
Activités éoliennes aux États-Unis : Diminution attribuable surtout aux prix défavorables à la centrale Senate au cours des périodes marquées par la faiblesse des ressources éoliennes, en partie compensés par la hausse de la production.	(0,5)
Activités éoliennes au Canada : Augmentation attribuable surtout à la hausse de la production de la centrale Morse ainsi qu'à l'augmentation annuelle des tarifs.	0,2
Activités solaires aux États-Unis : Augmentation attribuable surtout à la hausse de la production de la centrale Great Bay.	0,3
Activités thermiques : Diminution attribuable essentiellement à la baisse de la production à la centrale Sanger.	(4,0)
Autre	0,2
	(3,3)
Nouvelles installations	
Activités éoliennes au Canada : La centrale éolienne Amherst Island était comptabilisée à la valeur de consolidation avant le 16 avril 2019, alors que la participation de 50 % restante a été achetée.	4,2
	4,2
Change	(0,1)
Produits de la période considérée	365,6 \$

Ces facteurs sont décrits plus en détail dans l'analyse sectorielle.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, le bénéfice net attribuable aux actionnaires s'est élevé à 115,8 millions de dollars, en comparaison de 57,9 millions de dollars pour la période correspondante de 2018, soit une augmentation de 57,9 millions de dollars ou 100,0 %. L'augmentation a découlé d'une hausse de 3,9 millions de dollars des produits des installations en exploitation, d'une variation de 54,4 millions de dollars de la juste valeur des placements comptabilisés à la juste valeur au bilan de la société, d'une augmentation de 14,3 millions de dollars des revenus de dividendes, des intérêts créditeurs, de la quote-part du résultat des entités comptabilisées à la valeur de consolidation et d'autres produits, d'une hausse de 1,2 million de dollars des gains de change et d'une augmentation de 16,1 millions de dollars du gain tiré d'instruments financiers. Ces éléments ont été contrebalancés en partie par une augmentation de 11,3 millions de dollars de la charge d'impôt (les explications relatives à l'impôt sont présentées à la rubrique APUC : frais du siège social et autres charges), une hausse de 3,7 millions de dollars des coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite non liés au service, une hausse de 2,3 millions de dollars de la charge d'amortissement, une augmentation de 7,8 millions de dollars des intérêts débiteurs, une hausse de 0,9 million de dollars des autres pertes, une augmentation de 3,4 millions de dollars des frais d'administration, une hausse de 1,9 million de dollars des coûts d'acquisition et une baisse de 0,8 million de dollars de l'incidence nette des participations ne donnant pas le contrôle par rapport à la période correspondante de 2018.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont totalisé 188,1 millions de dollars, contre 131,5 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, les fonds ajustés provenant des activités d'exploitation se sont établis à 120,1 millions de dollars, contre 127,9 millions de dollars pour la période correspondante de 2018 (voir la rubrique Mesures financières non conformes aux PCGR).

Le BAIIA ajusté des trois mois clos le 30 septembre 2019 a totalisé 186,9 millions de dollars, contre 165,5 millions de dollars pour la période correspondante de 2018, en hausse de 21,4 millions de dollars, ou 12,9 %. Une analyse plus détaillée de ces facteurs est présentée dans le rapprochement du BAIIA ajusté et du bénéfice net figurant ci-après (se reporter à la rubrique Mesures financières non conformes aux PCGR).

Résultats d'exploitation depuis le début de l'exercice 2019

Principales informations financières (en millions de dollars, sauf les montants par action)	Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018
Produits	1 186,4 \$	1 226,6 \$
Bénéfice net attribuable aux actionnaires	358,8	141,0
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	443,8	361,7
Bénéfice net ajusté ¹	217,7	241,6
BAIIA ajusté ¹	608,3	605,3
Fonds ajustés provenant des activités d'exploitation ¹	422,1	421,6
Dividendes déclarés aux actionnaires ordinaires	203,5	172,4
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	493 192 919	456 551 230
Par action		
Bénéfice net de base	0,71 \$	0,30 \$
Bénéfice net dilué	0,71 \$	0,29 \$
Bénéfice net ajusté ^{1, 2}	0,43 \$	0,52 \$
Dividendes déclarés aux actionnaires ordinaires	0,41 \$	0,37 \$
	Aux	
	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Total de l'actif	10 618,9	9 389,0
Dette à long terme ³	4 276,6	3 337,3

¹ Voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*.

² APUC a recours au bénéfice net ajusté par action pour améliorer l'évaluation et la compréhension de son rendement.

³ Comprend les tranches à court terme et à long terme de la dette et des débentures convertibles selon les états financiers.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, le taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain d'APUC a été d'environ 0,7524, contre 0,7766 pour la période correspondante de 2018. Ainsi, toute variation d'un exercice à l'autre des produits ou des charges, en monnaie locale, de l'une ou l'autre des entités canadiennes d'APUC subit l'influence d'une variation du taux de change moyen à la conversion dans la monnaie de présentation d'APUC.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, APUC a dégagé des produits totalisant 1 186,4 millions de dollars, contre 1 226,6 millions de dollars pour la période correspondante de 2018, en baisse de 40,2 millions de dollars, ou 3,3 %. Les principaux facteurs qui expliquent la baisse des produits d'APUC pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019 par rapport à ceux de la période correspondante de 2018 sont les suivants :

(en millions de dollars)	Neuf mois clos les 30 septembre
Produits de la période correspondante de l'exercice précédent	1 226,6 \$
GROUPE LIBERTY UTILITIES	
Installations existantes	
Électricité : Diminution attribuable surtout à la baisse des coûts des marchandises transférés aux clients des réseaux Calpeco et Empire, contrebalancée en partie par une hausse des coûts des marchandises transférés aux clients du réseau Granite State.	(22,2)
Gaz naturel : Diminution attribuable surtout à la baisse des coûts des marchandises transférés aux clients des réseaux Midstates, EnergyNorth, New England et Empire, en partie contrebalancée par une hausse des coûts des marchandises transférés aux clients du réseau Peach State.	(12,0)
Eau : Augmentation attribuable essentiellement à la hausse des produits découlant de la croissance interne au réseau Litchfield, en partie contrebalancée par la baisse de la consommation au réseau Arkansas.	0,8
Autre	(0,4)
	(33,8)
Révisions tarifaires	
Électricité : Entrée en vigueur de tarifs moins élevés pour les réseaux Empire et Granite State en raison de la réforme fiscale américaine.	(13,3)
Gaz naturel : Entrée en vigueur des nouveaux tarifs, déduction faite de l'incidence de la réforme fiscale américaine, principalement aux réseaux Midstates et EnergyNorth, contrebalancée en partie par une diminution des tarifs au réseau Empire en raison de la réforme fiscale américaine.	5,1
Eau : Entrée en vigueur de tarifs plus bas sur le réseau Park par suite de la réforme fiscale américaine, en partie contrebalancée par de nouveaux tarifs, déduction faite de l'incidence de la réforme fiscale américaine, dans le réseau Arizona.	(0,4)
	(8,6)
GROUPE LIBERTY POWER	
Installations existantes	
Activités hydroélectriques : Augmentation attribuable à la hausse de la production.	1,2
Activités éoliennes au Canada : Augmentation attribuable surtout aux hausses tarifaires annuelles.	1,0
Activités éoliennes aux États-Unis : Diminution découlant surtout des prix défavorables à la centrale Senate au cours des périodes présentant des ressources éoliennes faibles, ainsi que de la baisse des tarifs liés aux crédits d'énergie renouvelable à la centrale Minonk.	(1,5)
Activités solaires au Canada : Augmentation attribuable surtout à la hausse de la production.	0,2
Activités solaires aux États-Unis : Diminution attribuable surtout à la baisse de la production.	(0,2)
Activités thermiques : Diminution attribuable essentiellement à la baisse de la production à la centrale Sanger.	(7,0)
Divers	0,4
	(5,9)
Nouvelles installations	
Activités éoliennes au Canada : Début des activités commerciales à la centrale Amherst Island en juin 2018.	8,2
Activités solaires aux États-Unis : Atteinte de la pleine capacité commerciale de la centrale Great Bay en mars 2018.	1,6
	9,8
Change	(1,7)
Produits de la période considérée	1 186,4 \$

Ces facteurs sont décrits plus en détail dans l'analyse sectorielle.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, le bénéfice net attribuable aux actionnaires a totalisé 358,8 millions de dollars, contre 141,0 millions de dollars pour la période correspondante de 2018, soit une augmentation de 217,8 millions de dollars, ou 154,5 %. L'augmentation découle d'une variation de 271,9 millions de dollars de la juste valeur des placements comptabilisés à la juste valeur au bilan de la société, d'une hausse de 57,2 millions de dollars du revenu de dividende, des intérêts créditeurs, de la quote-part du résultat des entités comptabilisées à la valeur de consolidation et d'autres produits, d'une baisse de 4,4 millions de dollars des coûts d'acquisition et d'une hausse de 16,5 millions de dollars du gain sur les instruments financiers dérivés. Ces éléments ont été contrebalancés en partie par une baisse de 2,1 millions de dollars du bénéfice des centrales en exploitation, une hausse de 22,3 millions de dollars des intérêts débiteurs, une augmentation de 8,4 millions de dollars des coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite non liés au service, une hausse de 3,9 millions de dollars des frais d'administration, une hausse de 9,7 millions de dollars de la charge d'amortissement, une diminution de 0,9 million de dollars des gains de change, une hausse de 8,5 millions de dollars des autres pertes, une hausse de 7,0 millions de dollars de la charge d'impôts sur les bénéfices (les explications relatives à l'impôt sont présentées à la rubrique APUC : frais du siège social et autres charges) et une baisse de 69,4 millions de dollars de l'incidence nette des participations ne donnant pas le contrôle par rapport à la période correspondante de 2018.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont totalisé 443,8 millions de dollars, contre 361,7 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, les fonds ajustés provenant des activités d'exploitation se sont établis à 422,1 millions de dollars, contre 421,6 millions de dollars pour la période correspondante de 2018, soit une augmentation de 0,5 million de dollars (voir la rubrique Mesures financières non conformes aux PCGR).

Le BAIIA ajusté des neuf mois clos le 30 septembre 2019 a totalisé 608,3 millions de dollars, contre 605,3 millions de dollars pour la période correspondante de 2018, soit une hausse de 3,0 millions de dollars, ou 0,5 %. Une analyse plus détaillée de cette variation est présentée dans le rapprochement du BAIIA ajusté et du bénéfice net figurant ci-après (se reporter à la rubrique Mesures financières non conformes aux PCGR).

Sommaire du BAIIA ajusté pour 2019

Le BAIIA ajusté (voir Mesures financières non conformes aux PCGR) des trois mois clos le 30 septembre 2019 a totalisé 186,9 millions de dollars, contre 165,5 millions de dollars pour la période correspondante de 2018, soit une hausse de 21,4 millions de dollars, ou 12,9 %. Le BAIIA ajusté des neuf mois clos le 30 septembre 2019 a totalisé 608,3 millions de dollars, contre 605,3 millions de dollars pour la période correspondante de 2018, soit une hausse de 3,0 millions de dollars, ou 0,5 %. Au premier trimestre de 2018, APUC a comptabilisé un montant ponctuel de 55,9 millions de dollars découlant de l'accélération de l'avantage au titre de la LHVC. En excluant cet ajustement, le BAIIA ajusté a augmenté de 58,9 millions de dollars sur douze mois. La répartition du BAIIA ajusté par principal secteur d'activité de la société et un sommaire des variations figurent ci-après.

BAIIA ajusté par unité d'exploitation (en millions de dollars)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice d'exploitation du groupe Liberty Utilities	135,3 \$	134,6 \$	406,1 \$	416,6 \$
Bénéfice d'exploitation du groupe Liberty Power	66,0	43,8	242,6	226,7
Frais d'administration	(14,9)	(11,5)	(41,6)	(37,7)
Autres charges et autres produits	0,5	(1,4)	1,2	(0,3)
Total du BAIIA ajusté d'Algonquin Power & Utilities	186,9 \$	165,5 \$	608,3 \$	605,3 \$
Variation du BAIIA ajusté (\$)	21,4 \$		3,0 \$	
Variation du BAIIA ajusté (%)	12,9 %		0,5 %	

Variation du BAIIA ajusté (en millions de dollars)	Trois mois clos le 30 septembre 2019			
	Liberty Utilities	Liberty Power	Siège social	Total
Soldes de la période comparative	134,6 \$	43,8 \$	(12,9) \$	165,5 \$
Installations existantes	3,5	7,2	1,9	12,6
Nouvelles installations et nouveaux placements	—	15,2	—	15,2
Révisions de tarifs	(2,8)	—	—	(2,8)
Effet de change	—	(0,2)	—	(0,2)
Frais d'administration	—	—	(3,4)	(3,4)
Total de la variation pour la période	0,7 \$	22,2 \$	(1,5) \$	21,4 \$
BAIIA de la période considérée	135,3 \$	66,0 \$	(14,4) \$	186,9 \$

Variation du BAIIA ajusté (en millions de dollars)	Neuf mois clos le 30 septembre 2019			
	Liberty Utilities	Liberty Power	Siège social	Total
Soldes de la période comparative	416,6 \$	226,7 \$	(38,0) \$	605,3 \$
Installations existantes	(1,9)	(51,6) ¹	1,5	(52,0)
Nouvelles installations et nouveaux placements	—	68,9	—	68,9
Révisions de tarifs	(8,6)	—	—	(8,6)
Effet de change	—	(1,4)	—	(1,4)
Frais d'administration	—	—	(3,9)	(3,9)
Total de la variation pour la période	(10,5) \$	15,9 \$	(2,4) \$	3,0 \$
BAIIA ajusté de la période considérée	406,1 \$	242,6 \$	(40,4) \$	608,3 \$

¹ Comprend un montant ponctuel de 55,9 millions de dollars découlant de l'accélération de l'avantage au titre de la LHVC comptabilisé au premier trimestre de 2018 en raison de la réforme fiscale américaine.

GROUPE LIBERTY UTILITIES

Le groupe Liberty Utilities exploite des entreprises de services publics à tarifs réglementés offrant des services de distribution vers environ 801 000 raccordements dans les secteurs du gaz naturel, de l'électricité et de l'eau et du traitement des eaux usées, soit 35 000 de plus qu'à l'exercice précédent. Le 1^{er} octobre 2019, dans le cadre de l'acquisition de Gaz Nouveau-Brunswick, le groupe Liberty Utilities a accru sa présence au Canada en ajoutant 12 000 raccordements. Le 1^{er} novembre 2019, dans le cadre de l'acquisition de St. Lawrence Gas, le groupe Liberty Utilities a ajouté 17 000 raccordements dans l'État de New York. La stratégie du groupe Liberty Utilities mise sur la croissance interne et sur des activités d'expansion des affaires tout en faisant preuve de prudence en matière d'acquisitions. Le groupe Liberty Utilities met l'accent sur l'établissement de relations constructives avec les clients et les organismes de réglementation et le renforcement des liens au sein des collectivités servies en vue de maximiser les résultats.

Type de réseau de services publics

(en millions de dollars)	Aux 30 septembre			
	2019		2018	
	Actifs	Total des raccordements ¹	Actifs	Total des raccordements ¹
Électricité	2 656,3 \$	266 000	2 548,4 \$	265 000
Gaz naturel	1 120,9	339 000	1 030,8	338 000
Eau et eaux usées	500,2	167 000	466,4	163 000
Total	4 277,4 \$	772 000	4 045,6 \$	766 000
Cumul des passifs d'impôts reportés	450,2 \$		419,8 \$	

¹ Le total des raccordements correspond à la somme de tous les raccordements utilisés et des raccordements dans des propriétés vides.

Le groupe Liberty Utilities regroupe le rendement de ses activités de services publics par type de réseau – réseaux de distribution d'électricité, de gaz naturel et d'eau et de traitement des eaux usées.

Les réseaux de services publics de distribution d'électricité à tarifs réglementés sont situés dans les États de la Californie, du New Hampshire, du Missouri, du Kansas, de l'Oklahoma et de l'Arkansas; ensemble, ils servent environ 266 000 raccordements.

Les réseaux de services publics de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés servent environ 339 000 raccordements situés dans les États du New Hampshire, de l'Illinois, de l'Iowa, du Missouri, de la Géorgie et du Massachusetts.

Les réseaux de services publics de distribution d'eau et de traitement des eaux usées à tarifs réglementés servent environ 167 000 raccordements situés dans les États de l'Arkansas, de l'Arizona, de la Californie, de l'Illinois, du Missouri et du Texas. Environ 4 000 nouveaux clients provenant d'acquisitions de petits réseaux de services publics de distribution d'eau se sont ajoutés par rapport à l'exercice précédent.

Résultats de la consommation de 2019

Réseaux de distribution d'électricité	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Moyenne des raccordements utilisés pour la période – Électricité				
Résidentiels	227 200	225 200	226 900	224 900
Commerciaux et industriels	38 100	37 700	37 900	37 700
Total – Moyenne des raccordements utilisés pour la période – Électricité	265 300	262 900	264 800	262 600
Consommation des clients (en GWh)				
Résidentiels	659,7	649,2	1 888,4	1 923,9
Commerciaux et industriels	1 094,8	1 084,0	3 012,4	3 017,7
Total de la consommation des clients (en GWh)	1 754,5	1 733,2	4 900,8	4 941,6

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, la consommation des réseaux de distribution d'électricité a totalisé 1 754,5 GWh, contre 1 733,2 GWh pour la période correspondante de 2018, soit une augmentation de 21,3 GWh, ou 1,2 %.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, la consommation des réseaux de distribution d'électricité a totalisé 4 900,8 GWh, contre 4 941,6 pour la période correspondante de 2018, en baisse de 40,8 GWh, ou 0,8 %.

Réseaux de distribution du gaz naturel	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Moyenne des raccordements utilisés pour la période – Gaz naturel				
Résidentiels	285 800	285 000	289 900	288 600
Commerciaux et industriels	31 200	31 000	31 800	31 600
Total – Moyenne des raccordements utilisés pour la période – Gaz naturel	317 000	316 000	321 700	320 200
Consommation des clients (en MBTU)				
Résidentiels	1 092 000	1 105 000	13 872 000	13 879 000
Commerciaux et industriels	1 475 000	1 440 000	9 707 000	9 996 000
Total de la consommation des clients (en MBTU)	2 567 000	2 545 000	23 579 000	23 875 000

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, la consommation des réseaux de distribution de gaz naturel a totalisé 2 567 000 MBTU, contre 2 545 000 MBTU pour la période correspondante de 2018, soit une hausse de 22 000 MBTU, ou 0,9 %.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, la consommation des réseaux de distribution de gaz naturel a totalisé 23 579 000 MBTU, contre 23 875 000 MBTU pour la période correspondante de 2018, soit une baisse de 296 000 MBTU, ou 1,2 %.

Réseaux de distribution d'eau et de traitement des eaux usées	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Moyenne des raccordements utilisés pour la période – Eau				
Raccordements au réseau de traitement des eaux usées	44 200	42 200	43 700	42 000
Raccordements au réseau de distribution d'eau	115 900	112 800	115 200	112 600
Total – Moyenne des raccordements utilisés pour la période – Eau	160 100	155 000	158 900	154 600
Approvisionnement en gallons				
Eaux usées traitées (en millions de gallons)	553	558	1 746	1 676
Eau fournie (en millions de gallons)	5 100	5 141	11 336	12 168
Total de l'approvisionnement en gallons	5 653	5 699	13 082	13 844

Au cours des trois mois clos le 30 septembre 2019, les réseaux de distribution d'eau et de traitement des eaux usées ont fourni quelque 5 100 millions de gallons d'eau à leurs clients et traité quelque 553 millions de gallons d'eaux usées, par rapport aux 5 141 millions de gallons d'eau fournis et aux 558 millions de gallons d'eaux usées traités au cours de la période correspondante de 2018.

Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2019, les réseaux de distribution d'eau et de traitement des eaux usées ont fourni quelque 11 336 millions de gallons d'eau à leurs clients et traité quelque 1 746 millions de gallons d'eaux usées, par rapport aux 12 168 millions de gallons d'eau fournis et aux 1 676 millions de gallons d'eaux usées traités au cours de la période correspondante de 2018.

Résultats d'exploitation du groupe Liberty Utilities pour 2019

(en millions de dollars)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Produits				
Ventes et distribution d'électricité des services publics	221,4 \$	225,5 \$	602,5 \$	638,0 \$
Moins : Coût des ventes – Électricité	(68,3)	(67,7)	(188,2)	(201,8)
Ventes nettes des services publics – Électricité ¹	153,1	157,8	414,3	436,2
Ventes et distribution de gaz naturel des services publics	42,1	41,0	271,3	279,0
Moins : Coût des ventes – Gaz naturel	(10,7)	(9,9)	(111,6)	(124,0)
Ventes nettes des services publics – Gaz naturel ¹	31,4	31,1	159,7	155,0
Ventes des services publics – Distribution d'eau et traitement des eaux usées	39,0	36,9	98,5	98,1
Moins : Coût des ventes – Eau	(2,8)	(2,4)	(6,0)	(6,7)
Ventes nettes des services publics – Distribution d'eau et traitement des eaux usées ¹	36,2	34,5	92,5	91,4
Transport du gaz naturel	5,2	5,0	23,8	23,0
Autres produits	2,5	2,8	6,7	6,8
Ventes nettes des services publics¹	228,4	231,2	697,0	712,4
Charges d'exploitation	(96,6)	(98,5)	(300,6)	(302,5)
Autres produits	2,0	1,3	5,2	4,1
LHVC ²	1,5	0,6	4,5	2,6
Bénéfice d'exploitation de la division^{1,3}	135,3 \$	134,6 \$	406,1 \$	416,6 \$

¹ Voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*.

² Le bénéfice au titre de la LHVC représente la valeur des attributs fiscaux nets monétisés par le groupe Liberty Utilities au cours de la période à la centrale solaire Luning.

³ Certains éléments de la période correspondante de l'exercice précédent ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à la présentation adoptée pour l'exercice considéré.

Résultats d'exploitation du troisième trimestre de 2019

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, le groupe Liberty Utilities a enregistré un bénéfice d'exploitation (excluant les frais d'administration du siège social) de 135,3 millions de dollars, contre 134,6 millions de dollars pour la période correspondante de l'exercice précédent, une baisse de 0,7 million de dollars, ou 1 %.

Les principales variations figurent dans le tableau ci-dessous :

(en millions de dollars)	Trois mois clos les 30 septembre
Bénéfice d'exploitation de la période comparative	134,6 \$
Installations existantes	
Électricité : Diminution attribuable surtout à la baisse du nombre de degrés-jours de refroidissement pendant la majeure partie du trimestre par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent au réseau Empire, ainsi qu'à une hausse des coûts d'exploitation au réseau Calpeco.	(1,1)
Gaz naturel : Augmentation attribuable essentiellement aux économies de coûts d'exploitation des réseaux de distribution de gaz.	4,1
Eau : Diminution attribuable essentiellement à une légère hausse des coûts d'exploitation.	(0,1)
Divers	0,6
	3,5
Révisions tarifaires	
Électricité : Entrée en vigueur de tarifs plus bas pour le réseau Empire découlant de la réforme fiscale américaine, contrebalancée en partie par les nouveaux tarifs pour le réseau électrique Granite State.	(2,7)
Gaz naturel : Entrée en vigueur de tarifs plus bas pour le réseau Empire attribuables à la réforme fiscale américaine, contrebalancée en partie par les nouveaux tarifs, déduction faite de l'incidence de la réforme fiscale américaine, dans le réseau EnergyNorth.	(0,1)
	(2,8)
Bénéfice d'exploitation de la division pour la période considérée¹	135,3 \$

¹ Voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*.

Résultats d'exploitation depuis le début de l'exercice 2019

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, le groupe Liberty Utilities a enregistré un bénéfice d'exploitation (excluant les frais d'administration du siège social) de 406,1 millions de dollars, contre 416,6 millions de dollars pour la période correspondante de l'exercice précédent, une baisse de 10,5 millions de dollars, ou 3 %, à l'exclusion des frais d'administration du siège social.

Les principales variations figurent dans le tableau ci-dessous :

(en millions de dollars)	Neuf mois clos les 30 septembre
Bénéfice d'exploitation de la période comparative	416,6 \$
Installations existantes	
Électricité : Diminution principalement attribuable à des conditions météorologiques moins extrêmes qu'à la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui a donné lieu à une baisse de la consommation sur le réseau Empire et à une hausse des coûts d'exploitation aux réseaux Empire et CalPeco, contrebalancées en partie par les économies de coûts d'exploitation au réseau Granite State.	(10,0)
Gaz naturel : Augmentation attribuable surtout à des économies de coûts d'exploitation dans les réseaux EnergyNorth, New England et Empire.	6,1
Eau : Augmentation attribuable principalement à la hausse des produits au réseau de distribution d'eau Litchfield Park et aux économies de coûts d'exploitation au réseau Park Water, contrebalancées en partie par la hausse des coûts d'exploitation dans les réseaux Arizona Water et Arkansas Water.	0,8
Divers : Augmentation attribuable principalement à la croissance des produits tirés de la fibre optique.	1,2
	(1,9)
Révisions tarifaires	
Électricité : Entrée en vigueur de tarifs moins élevés pour les réseaux Empire et Granite State en raison de la réforme fiscale américaine.	(13,3)
Gaz naturel : Entrée en vigueur des nouveaux tarifs aux réseaux Midstates et EnergyNorth, contrebalancée en partie par une diminution des tarifs dans le réseau EnergyNorth en raison de la réforme fiscale américaine.	5,1
Eau : Entrée en vigueur de la baisse de tarifs sur le réseau Park Water par suite de la réforme fiscale américaine, en partie contrebalancée par de nouveaux tarifs, déduction faite de l'incidence de la réforme fiscale américaine, dans le réseau Arizona Water.	(0,4)
	(8,6)
Bénéfice d'exploitation de la division pour la période considérée¹	406,1 \$

¹ Voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*.

Procédures réglementaires

Le tableau qui suit résume les procédures réglementaires importantes en cours dans lesquelles le groupe Liberty Utilities est une des parties :

Service public	État	Type de mesure réglementaire	Demande de tarifs (en millions)	Situation actuelle
Révision des tarifs terminée				
Empire Electric (Kansas System)	Kansas	Révision générale des tarifs	2,5 \$	Le 30 juillet 2019 ont été publiés une ordonnance autorisant le maintien des tarifs de base et un avenant au titre des tarifs de livraison sur les réseaux de transport autorisant une augmentation annuelle de 2,5 millions de dollars. L'ordonnance a pris effet le 1 ^{er} août 2019.
Empire Electric (Oklahoma System)	Oklahoma	Révision générale des tarifs	2,3 \$	Le 9 octobre 2019 a été publiée une ordonnance autorisant une hausse annuelle des tarifs de base de 1,4 million de dollars avec prise d'effet le 1 ^{er} octobre 2019.
Révisions de tarifs pendantes				
Empire Electric (Missouri System)	Missouri	Révision générale des tarifs	26,5 \$	Le 14 août 2019 a été déposée une requête demandant une hausse annuelle des produits requis d'environ 26,5 millions de dollars.
Granite State	New Hampshire	Révision générale des tarifs	8,0 \$	Demande de révision de tarifs déposée le 30 avril 2019 demandant une hausse temporaire de 2,1 millions de dollars avec prise d'effet le 1 ^{er} juillet 2019, une hausse permanente de 5,7 millions de dollars avec prise d'effet le 1 ^{er} mai 2020 et une hausse par étape de 2,3 millions de dollars avec prise d'effet le 1 ^{er} mai 2020. Le 28 juin 2019, une hausse temporaire de 2,1 millions de dollars a été approuvée par la New Hampshire Public Utilities Commission.
Calpeco Electric System	Californie	Révision générale des tarifs	6,7 \$	Requête pour une période de trois ans déposée le 3 décembre 2018 demandant une hausse des tarifs de 6,7 millions de dollars pour 2019 (5,9 millions de dollars pour 2020 et 3,8 millions de dollars pour 2021).
Divers	Divers	Divers	3,2 \$	Autres révisions de tarifs pendantes dans quatre services publics d'eau.

GROUPE LIBERTY POWER

Performance de la production d'électricité pour 2019

	Ressources moyennes à long terme	Trois mois clos les 30 septembre		Ressources moyennes à long terme	Neuf mois clos les 30 septembre	
Rendement en GWh vendus		2019	2018		2019	2018
Centrales hydroélectriques :						
Maritimes	20,7	15,0	6,3	110,6	96,9	76,1
Québec	62,3	51,5	47,7	200,7	198,1	190,1
Ontario	26,9	25,7	18,7	94,2	81,2	75,2
Ouest	23,8	24,3	18,9	52,4	52,2	48,6
	133,7	116,5	91,6	457,9	428,4	390,0
Centrales éoliennes :						
St-Damase	16,9	15,5	16,0	54,2	56,2	56,6
St. Leon	87,9	83,5	85,3	308,8	291,6	293,4
Red Lily ¹	20,4	17,3	17,7	64,4	58,4	61,3
Morse	22,6	21,8	19,8	78,3	70,5	70,6
Amherst ²	43,2	38,3	40,0	161,9	156,4	47,0
Sandy Ridge	29,9	20,0	21,6	114,7	94,6	108,4
Minonk	128,7	101,0	97,1	483,9	460,9	437,5
Senate	91,7	106,7	85,2	380,4	374,9	359,7
Shady Oaks	54,5	52,5	50,7	255,1	248,1	235,1
Odell	155,1	145,2	149,0	593,8	523,2	559,5
Deerfield	96,6	82,3	78,0	378,1	358,7	377,4
	747,5	684,1	660,4	2 873,6	2 693,5	2 606,5
Centrales solaires :						
Cornwall	4,8	5,5	5,4	12,5	13,2	12,7
Bakersfield	25,0	22,7	22,8	64,2	56,4	60,6
Great Bay ³	37,9	38,4	37,3	112,8	110,0	84,2
	67,7	66,6	65,5	189,5	179,6	157,5
Rendement – Énergie renouvelable	948,9	867,2	817,5	3 521,0	3 301,5	3 154,0
Centrales thermiques						
Windsor Locks	s. o. ⁴	29,2	36,5	s. o. ⁴	87,3	108,6
Sanger	s. o. ⁴	12,0	59,5	s. o. ⁴	39,8	135,1
		41,2	96,0		127,1	243,7
Rendement total		908,4	913,5		3 428,6	3 397,7

¹ APUC détient une participation de 75 % dans la centrale éolienne Red Lily. Les données sur la production représentent la production d'énergie totale

² APUC détient une participation majoritaire dans la centrale éolienne Amherst Island (voir la note 6 d) des états financiers consolidés non audités intermédiaires). Les données sur la production représentent la production d'énergie totale de la centrale. La centrale éolienne Amherst Island a commencé ses activités commerciales le 15 juin 2018 conformément aux modalités du CAE; toutefois, la centrale n'était qu'en partie en exploitation avant cette date. Les données sur la production comprennent la production d'énergie totale de l'exercice.

³ La centrale solaire Great Bay a commencé ses activités commerciales le 29 mars 2018 conformément aux modalités du CAE; toutefois, la centrale n'était qu'en partie en exploitation avant cette date. Les données sur la production comprennent la production d'énergie totale de l'exercice.

⁴ Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel.

Rendement du groupe Liberty Power au troisième trimestre de 2019

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, le groupe Liberty Power a produit et vendu 908,4 GWh d'électricité, contre 913,5 GWh pour la période correspondante de 2018.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, les centrales hydroélectriques ont produit 116,5 GWh d'électricité, contre 91,6 GWh pour la période correspondante de 2018, en hausse de 27,2 %. L'électricité produite a représenté 87,1 % des ressources moyennes à long terme, contre 68,5 % pour la période correspondante de 2018.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, les centrales éoliennes ont produit 684,1 GWh d'électricité, contre 660,4 GWh pour la période correspondante de 2018, en hausse de 3,6 %. Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, les centrales éoliennes ont généré de l'électricité équivalant à 91,5 % des ressources moyennes à long terme, contre 88,3 % pour la période correspondante de 2018.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, les centrales solaires ont produit 66,6 GWh d'électricité, contre 65,5 GWh pour la période correspondante de 2018, en hausse de 1,7 %. La production des centrales solaires a été de 1,6 % inférieure à leurs ressources moyennes à long terme, tandis qu'elle avait été de 3,2 % inférieure pour la période correspondante de 2018.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, les centrales thermiques ont produit 41,2 GWh d'électricité, contre 96,0 GWh pour la période correspondante de 2018. Au cours de la même période, la centrale thermique Windsor Locks a produit 104,2 milliards de livres de vapeur, contre 94,5 milliards de livres de vapeur pour la période correspondante de 2018.

Rendement du groupe Liberty Power depuis le début de l'exercice 2019

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, le groupe Liberty Power a produit 3 428,6 GWh d'électricité, contre 3 397,7 GWh pour la période correspondante de 2018.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, les centrales hydroélectriques ont produit 428,4 GWh d'électricité, contre 390,0 GWh pour la période correspondante de 2018, en hausse de 9,8 %. L'électricité produite équivalait à 93,6 % des ressources moyennes à long terme, contre 85,2 % pour la période correspondante de 2018.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, les centrales éoliennes ont produit 2 693,5 GWh d'électricité, contre 2 606,5 GWh pour la période correspondante de 2018, en hausse de 3,3 %. Cette hausse s'explique surtout par l'ajout de la centrale Amherst Island, qui a commencé ses activités commerciales le 15 juin 2018. Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, les centrales éoliennes, à l'exclusion d'Amherst, ont généré de l'électricité équivalant à 93,5 % des ressources moyennes à long terme, contre 94,4 % pour la période correspondante de 2018.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, les centrales solaires ont produit 179,6 GWh d'électricité, contre 157,5 GWh pour la période correspondante de 2018, en hausse de 14,0 %. Cette hausse s'explique surtout par l'ajout de la centrale solaire Great Bay, qui a atteint sa pleine capacité commerciale le 29 mars 2018. La production des centrales solaires (en excluant Great Bay) a été de 9,3 % inférieure à leurs ressources moyennes à long terme, tandis qu'elle avait été de 4,4 % inférieure pour la période correspondante de 2018.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, les centrales thermiques ont produit 127,1 GWh d'électricité, contre 243,7 GWh pour la période correspondante de 2018. Au cours de la même période, la centrale thermique Windsor Locks a produit 401,7 milliards de livres de vapeur, contre 421,2 milliards de livres de vapeur pour la période correspondante de 2018.

Résultats d'exploitation du groupe Liberty Power pour 2019

(en millions de dollars)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Produits¹				
Centrales hydroélectriques	8,9 \$	8,5 \$	31,3 \$	30,9 \$
Centrales éoliennes	28,5	24,6	103,9	95,8
Centrales solaires	6,6	6,4	15,9	14,4
Centrales thermiques	8,8	12,7	24,8	31,9
Total des produits	52,8 \$	52,2 \$	175,9 \$	173,0 \$
Moins :				
Coût des ventes – Énergie ²	(1,3)	(1,8)	(3,4)	(4,1)
Coût des ventes – Énergie thermique	(2,3)	(5,5)	(9,7)	(16,6)
Gain réalisé (perte réalisée) sur les couvertures ³	—	—	(0,2)	—
Ventes nettes d'énergie⁷	49,2 \$	44,9 \$	162,6 \$	152,3 \$
Crédits d'énergie renouvelable ⁴	2,7	2,7	7,2	8,4
Autres produits	0,1	0,1	0,5	0,3
Total des produits, montant net	52,0 \$	47,7 \$	170,3 \$	161,0 \$
Charges et autres produits				
Charges d'exploitation	(19,7)	(20,3)	(56,0)	(57,7)
Revenu de dividendes, intérêts créditeurs, quote-part du résultat des entités comptabilisées à la valeur de consolidation et autres produits ⁵	23,2	11,5	83,8	29,2
Bénéfice au titre de la LHVC ⁸	10,5	4,9	44,5	94,2
Bénéfice d'exploitation de la division^{6, 7}	66,0 \$	43,8 \$	242,6 \$	226,7 \$

¹ Même si la plupart des CAE du groupe Liberty Power prévoient des hausses tarifaires annuelles, une variation des niveaux de production moyens pondérés découlant d'une hausse de la production moyenne des centrales dégageant des tarifs énergétiques moindres peut faire en sorte que la division obtienne un tarif énergétique moyen pondéré inférieur à celui de la période correspondante de l'exercice précédent.

² Le coût des ventes – Énergie représente les achats d'énergie faits dans la région des Maritimes afin de répondre aux ventes d'énergie de la centrale hydroélectrique Tinker, dont l'énergie est vendue à des clients de détail et industriels en vertu de contrats pluriannuels.

³ Voir la note 20 b) iv) des états financiers consolidés non audités intermédiaires.

⁴ Les projets d'énergie renouvelable admissibles reçoivent des CER pour la production et la livraison d'énergie renouvelable au réseau électrique. Les certificats de crédit d'énergie constituent la preuve que 1 MWh d'électricité a été produit à partir d'une source d'énergie admissible.

⁵ Comprennent les dividendes reçus d'Atlantica, dont APUC détient actuellement environ 44,2 % des actions ordinaires (voir la note 6 des états financiers consolidés non audités intermédiaires).

⁶ Certains éléments de la période correspondante de l'exercice précédent ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à la présentation adoptée pour l'exercice considéré.

⁷ Voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*.

⁸ Bénéfice au titre de la LHVC et crédits d'impôt à la production.

La LHVC représente la valeur des attributs fiscaux nets générés par le groupe Liberty Power au cours de la période à partir de l'électricité produite par certaines de ses centrales éoliennes et solaires aux États-Unis.

Les crédits d'impôt à la production (« CIP ») sont gagnés à mesure que l'énergie éolienne est produite selon un montant au kWh prescrit dans les lois fédérales et étatiques applicables. Pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2019, les centrales admissibles du groupe Liberty Power ont produit respectivement 455,2 GWh et 1 812,3 GWh d'électricité, soit environ 10,9 millions de dollars et 43,5 millions de dollars en CIP gagnés, contre 430,9 GWh et 1 842,5 GWh représentant 10,3 millions de dollars et 44,2 millions de dollars en CIP gagnés pour la période correspondante de 2018. La majorité des CIP a été répartie entre les investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux afin de monétiser la valeur des CIP et les autres attributs fiscaux pour APUC qui sont comptabilisés comme bénéfice au titre de la LHVC.

Résultats d'exploitation du troisième trimestre de 2019

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, les centrales du groupe Liberty Power ont dégagé un bénéfice d'exploitation de 66,0 millions de dollars, contre 43,8 millions de dollars pour la période correspondante de 2018, soit une hausse de 22,2 millions de dollars, ou 50,7 %, en excluant les frais d'administration du siège social.

Les principales variations figurent dans le tableau ci-dessous :

(en millions de dollars)	Trois mois clos les 30 septembre
Bénéfice d'exploitation de la période comparative	43,8 \$
Installations existantes	
Activités hydroélectriques : Augmentation attribuable principalement à la hausse de la production et à la baisse des charges d'exploitation.	1,0
Activités éoliennes au Canada : Augmentation attribuable surtout à la hausse de la production de la centrale Morse.	0,2
Activités éoliennes aux États-Unis : Augmentation attribuable essentiellement à la hausse du bénéfice au titre de la LHVC découlant d'une augmentation des taux de CIP ainsi que de la production globale.	2,5
Activités solaires aux États-Unis : Augmentation attribuable essentiellement à l'augmentation du bénéfice au titre de la LHVC à la centrale Great Bay étant donné que tous les sites ont été mis en service à des fins fiscales.	2,2
Activités thermiques : Diminution attribuable surtout à la baisse de la production, contrebalancée en partie par la diminution des coûts du combustible.	(0,8)
Divers : Augmentation attribuable à la diminution des dépenses d'aménagement non capitalisées.	2,1
	7,2
Nouvelles installations et nouveaux placements	
Activités éoliennes au Canada : La centrale Amherst a été comptabilisée antérieurement à titre de placement avant le 16 avril 2019, lorsque la participation résiduelle de 50 % a été acquise.	1,9
Atlantica et AAGES : Dividendes reçus d'Atlantica, déduction faite de la quote-part de la perte d'AAGES comptabilisée à la valeur de consolidation.	13,3
	15,2
Change	(0,2)
Bénéfice d'exploitation de la division pour la période considérée¹	66,0 \$

¹ Voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*.

Résultats d'exploitation depuis le début de l'exercice 2019

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, les centrales du groupe Liberty Power ont dégagé un bénéfice d'exploitation de 242,6 millions de dollars, contre 226,7 millions de dollars pour la période correspondante de 2018, soit une hausse de 15,9 millions de dollars, ou 7,0 %, en excluant les frais d'administration du siège social.

Les principales variations figurent dans le tableau ci-dessous :

(en millions de dollars)	Neuf mois clos les 30 septembre
Bénéfice d'exploitation de la période comparative	226,7 \$
Installations existantes	
Activités hydroélectriques : Augmentation attribuable principalement à la hausse de la production, contrebalancée en partie par une hausse des charges d'exploitation.	1,0
Activités éoliennes au Canada : Augmentation attribuable surtout aux hausses tarifaires annuelles, contrebalancées en partie par l'augmentation des charges d'exploitation.	0,7
Activités éoliennes aux États-Unis : Diminution attribuable principalement à la hausse du bénéfice au titre de la LVHC (54,9 millions de dollars) découlant de l'incidence de la réforme fiscale américaine comptabilisée à la période correspondante de l'exercice précédent, des prix du marché défavorables à la centrale éolienne Senate au cours de périodes où les vents ont été plus faibles et des crédits d'énergie renouvelable plus bas à la centrale éolienne Minonk.	(56,6)
Activités solaires aux États-Unis : Diminution attribuable principalement à la hausse du bénéfice au titre de la LVHC (1,0 million de dollars) découlant de l'incidence de la réforme fiscale américaine, ainsi qu'à la baisse de la production.	(1,7)
Activités thermiques : Augmentation attribuable principalement à la baisse de l'ensemble des coûts d'exploitation et à la diminution des coûts du combustible, contrebalancées en partie par la production moins élevée à la centrale thermique Sanger.	0,3
Divers : Augmentation attribuable à la diminution des dépenses d'aménagement non capitalisées.	4,7
	(51,6)
Nouvelles installations et nouveaux placements	
Activités éoliennes au Canada : Début des activités commerciales de la centrale Amherst Island en juin 2018.	11,4
Activités solaires aux États-Unis : Atteinte de la pleine capacité commerciale de la centrale Great Bay en mars 2018.	7,3
Atlantica et AAGES : Dividendes reçus d'Atlantica, déduction faite de la quote-part de la perte d'AAGES comptabilisée à la valeur de consolidation.	50,2
	68,9
Change	(1,4)
Bénéfice d'exploitation de la division pour la période considérée¹	242,6 \$

¹ Voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*.

APUC : FRAIS DU SIÈGE SOCIAL ET AUTRES CHARGES

(en millions de dollars)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Frais du siège social et autres charges :				
Frais d'administration	14,9 \$	11,5 \$	41,6 \$	37,7 \$
Perte (gain) de change	(0,9)	0,3	0,1	(0,8)
Intérêts débiteurs	45,7	37,9	134,1	111,8
Amortissement	65,8	63,5	206,6	196,9
Variation de la valeur des placements comptabilisés à la juste valeur	(64,4)	(10,0)	(180,0)	91,9
Revenu de dividendes, intérêts créditeurs, quote-part du résultat des entités comptabilisées à la valeur de consolidation et autres produits (pertes) ¹	(0,4)	1,5	(1,3)	0,4
Coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite non liés au service	5,0	1,3	10,0	1,6
Autres pertes	2,9	2,0	8,9	0,4
Coûts d'acquisition nets	2,8	0,9	5,2	9,6
Perte (gain) sur les instruments financiers dérivés	(15,3)	0,7	(15,6)	0,9
Charge d'impôts sur les bénéfices	22,0	10,7	57,6	50,6

¹ Excluent les produits qui se rapportent directement aux groupes Liberty Utilities et Liberty Power (présentés dans les rubriques pertinentes).

Frais du siège social et autres charges du troisième trimestre de 2019

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, les frais d'administration ont totalisé 14,9 millions de dollars, par rapport à 11,5 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. L'augmentation est attribuable principalement au calendrier des dépenses en 2018.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, les intérêts débiteurs se sont établis à 45,7 millions de dollars, par rapport à 37,9 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. L'augmentation est principalement attribuable à l'émission d'effets subordonnés en octobre 2018 et en mai 2019 et à la hausse de l'encours moyen de la dette à long terme.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, la charge d'amortissement a totalisé 65,8 millions de dollars, comparativement à 63,5 millions de dollars pour la période correspondante de 2018, ce qui représente une augmentation de 2,3 millions de dollars attribuable à une hausse globale des immobilisations corporelles.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, la variation des placements comptabilisés à la juste valeur correspondait à un gain de 64,4 millions de dollars, par rapport à un gain de 10,0 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. La société comptabilise certains de ses placements, y compris Atlantica, selon la méthode de la juste valeur, de sorte que toute variation de la juste valeur est comptabilisée dans les états des résultats (voir la note 6 des états financiers consolidés intermédiaires non audités).

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, les coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite non liés au service ont totalisé 5,0 millions de dollars, par rapport à 1,3 million de dollars pour la période correspondante de 2018. L'augmentation de 3,7 millions de dollars renvoie surtout à la baisse du rendement prévu des actifs des régimes en 2019 par rapport à 2018.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, les autres pertes ont été de 2,9 millions de dollars, contre des pertes de 2,0 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2018. En 2019, la perte était essentiellement liée aux coûts imputables à des procédures d'expropriation de Liberty Utilities (Apple Valley Ranchos Water) Corp. ainsi qu'à l'amortissement des actifs réglementaires du réseau Empire District Electric.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, les coûts d'acquisition ont totalisé 2,8 millions de dollars, par rapport à 0,9 million de dollars pour la période correspondante de 2018. Les coûts pour 2018 et 2019 sont principalement liés à la participation dans Atlantica.

Le gain sur les instruments financiers dérivés pour les trois mois clos le 30 septembre 2019 s'est élevé à 15,3 millions de dollars, contre une perte de 0,7 million de dollars pour la période correspondante de 2018. Le gain réalisé en 2019 s'explique essentiellement par la cessation de la comptabilité de couverture au titre des contrats de dérivés sur l'énergie par suite de la vente du projet éolien Sugar Creek à AAGES (se reporter à la rubrique *Activités d'aménagement de la société* et à la note 20 b) ii) des états financiers consolidés intermédiaires non audités).

Une charge d'impôts sur les bénéfices de 22,0 millions de dollars a été comptabilisée pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, en regard d'une charge d'impôts sur les bénéfices de 10,7 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. L'augmentation de la charge d'impôts sur les bénéfices est surtout attribuable à la variation de la juste valeur associée au placement dans Atlantica.

Frais du siège social et autres charges depuis le début de l'exercice 2019

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, les frais d'administration se sont élevés à 41,6 millions de dollars, contre 37,7 millions de dollars pour la période correspondante de 2018.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, les intérêts débiteurs ont totalisé 134,1 millions de dollars, par rapport à 111,8 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. L'augmentation est principalement attribuable à l'émission d'effets subordonnés en octobre 2018 et en mai 2019 et à la hausse de l'encours moyen de la dette à long terme.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, la charge d'amortissement a totalisé 206,6 millions de dollars, comparativement à 196,9 millions de dollars pour la période correspondante de 2018, ce qui représente une augmentation de 9,7 millions de dollars attribuable à une hausse globale des immobilisations corporelles.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, la variation des placements comptabilisés à la juste valeur correspondait à un gain de 180,0 millions de dollars, par rapport à une perte de 91,9 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. La société comptabilise certains de ses placements, y compris Atlantica, selon la méthode de la juste valeur, de sorte que toute variation de la juste valeur est comptabilisée dans les états des résultats (voir la note 6 des états financiers consolidés intermédiaires non audités).

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, les coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite non liés au service ont totalisé 10,0 millions de dollars, par rapport à 1,6 million de dollars pour la période correspondante de 2018. L'augmentation de 8,4 millions de dollars renvoie surtout à la baisse du rendement prévu des actifs des régimes en 2019 par rapport à 2018.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, les autres pertes ont été de 8,9 millions de dollars, contre les autres pertes de 0,4 million de dollars pour le trimestre correspondant de 2018. En 2019, la perte était essentiellement liée à l'amortissement des actifs réglementaires des réseaux Granite State et Empire District Electric ainsi qu'aux coûts imputables à des procédures d'expropriation de Liberty Utilities (Apple Valley Ranchos Water) Corp. La perte de la période correspondante de l'exercice précédent s'explique surtout par les frais de règlement engagés au moment de l'acquisition de la centrale éolienne Deerfield ainsi que par la radiation des charges liées aux révisions tarifaires, en partie contrebalancés par la cession d'une participation de la société dans la coentreprise Northeast Energy Center LLC.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, les coûts d'acquisition ont totalisé 5,2 millions de dollars, par rapport à 9,6 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. Les coûts pour 2018 et 2019 sont principalement liés à la participation dans Atlantica.

Le gain sur les instruments financiers dérivés pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019 s'est élevé à 15,6 millions de dollars, contre une perte de 0,9 million de dollars pour la période correspondante de 2018. Le gain réalisé en 2019 s'explique essentiellement par la cessation de la comptabilité de couverture au titre des contrats de dérivés sur l'énergie par suite de la vente du projet éolien Sugar Creek à AAGES (se reporter à la rubrique *Activités d'aménagement de la société* et à la note 20 b) ii) des états financiers consolidés non audités intermédiaires non audités).

Une charge d'impôts sur les bénéfices de 57,6 millions de dollars a été comptabilisée pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, en regard d'une charge d'impôts sur les bénéfices de 50,6 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. L'augmentation de la charge d'impôts sur les bénéfices découle essentiellement de la variation de la juste valeur associée au placement dans Atlantica contrebalancée par la hausse du bénéfice au titre de la LHVC en 2018 par suite de la réforme fiscale américaine.

MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

Rapprochement du BAIIA ajusté et du bénéfice net

Le tableau suivant a été établi à partir de l'état des résultats consolidé et il doit être lu en tenant compte de cet état. Cette information supplémentaire a pour but d'expliquer davantage les informations fournies relativement au BAIIA ajusté et fournit d'autres renseignements concernant le rendement d'exploitation d'APUC. Les investisseurs ne doivent pas considérer le BAIIA ajusté comme un substitut au bénéfice net consolidé établi conformément aux PCGR des États-Unis.

(en millions de dollars)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice net attribuable aux actionnaires	115,8 \$	57,9 \$	358,8 \$	141,0 \$
Ajouter (déduire) :				
Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, exclusion faite de la LHVC ¹	7,6	0,3	22,8	1,4
Charge d'impôts sur les bénéfices	22,0	10,7	57,6	50,6
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et autres	45,7	37,9	134,1	111,8
Autres pertes	2,9	2,0	8,9	0,4
Coûts d'acquisition	2,8	1,0	5,2	9,6
Coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite non liés au service	5,0	1,3	10,0	1,6
Variation de la valeur des placements comptabilisés à la juste valeur	(64,4)	(10,1)	(180,0)	91,9
Perte (gain) sur les instruments financiers dérivés	(15,4)	0,7	(15,6)	0,9
Perte réalisée sur les contrats dérivés sur l'énergie	—	—	(0,2)	—
Perte (gain) de change	(0,9)	0,3	0,1	(0,8)
Amortissement	65,8 \$	63,5 \$	206,6 \$	196,9 \$
BAIIA ajusté	186,9 \$	165,5 \$	608,3 \$	605,3 \$

¹ La LHVC représente la valeur des avantages fiscaux gagnés au cours de la période principalement de l'électricité produite par des centrales éoliennes et des centrales solaires aux États-Unis. La LHVC gagnée au cours des trois mois et des neuf mois clos le 30 septembre 2019 a totalisé respectivement 12,0 millions de dollars et 49,0 millions de dollars, contre 5,5 millions de dollars et 96,8 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2018. Au premier trimestre de 2018, la réforme fiscale américaine a donné lieu à la comptabilisation d'un montant ponctuel de 55,9 millions de dollars découlant de l'accélération de l'avantage au titre de la LHVC. Compte non tenu de l'accélération de l'avantage au titre de la LHVC imputable à la réforme fiscale américaine, le BAIIA ajusté a augmenté de 58,9 millions de dollars d'un exercice à l'autre.

Rapprochement du bénéfice net ajusté et du bénéfice net

Le tableau suivant a été établi à partir de l'état des résultats consolidé et il doit être lu en tenant compte de cet état. Cette information supplémentaire a pour but d'explicitier davantage les informations fournies relativement au bénéfice net ajusté et fournit d'autres renseignements concernant le rendement d'exploitation d'APUC. Les investisseurs ne doivent pas considérer le bénéfice net ajusté comme un substitut au bénéfice net consolidé établi conformément aux PCGR des États-Unis.

Le tableau suivant présente le rapprochement du bénéfice net et du bénéfice net ajusté, à l'exclusion des éléments indiqués ci-après :

(en millions de dollars, sauf les données par action)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice net attribuable aux actionnaires	115,8 \$	57,9 \$	358,8 \$	141,0 \$
Ajouter (déduire) :				
Perte (gain) sur les instruments financiers dérivés ¹	0,5	0,7	0,2	0,9
Perte réalisée sur les instruments financiers dérivés	—	—	(0,2)	—
Perte (gain) sur les actifs à long terme	3,1	0,3	9,0	(1,1)
Perte (gain) de change	(0,9)	0,3	0,1	(0,8)
Coûts d'acquisition	2,8	1,0	5,2	9,6
Variation de la valeur des placements comptabilisés à la juste valeur	(64,4)	(10,1)	(180,0)	91,9
Rajustement pour tenir compte des impôts relatifs aux éléments susmentionnés	12,3	(0,4)	24,6	0,1
Bénéfice net ajusté	69,2 \$	49,7 \$	217,7 \$	241,6 \$
Bénéfice net ajusté par action	0,14 \$	0,10 \$	0,43 \$	0,52 \$

¹ Déduction faite du gain lié à la cessation de la comptabilité de couverture d'un contrat de dérivé sur l'énergie conclu au début de l'aménagement du projet éolien Sugar Creek (voir la rubrique Activités d'aménagement de la société).

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, le bénéfice net ajusté s'est élevé à 69,2 millions de dollars, en hausse de 19,5 millions de dollars par rapport à 49,7 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. Cette hausse du bénéfice net ajusté pour les trois mois clos le 30 septembre 2019 est essentiellement attribuable à l'augmentation du revenu de dividendes, des intérêts créditeurs, de la quote-part du résultat des entités comptabilisées à la valeur de consolidation et d'autres produits comparativement à la période correspondante de 2018.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, le bénéfice net ajusté s'est élevé à 217,7 millions de dollars, en baisse de 23,9 millions de dollars par rapport à 241,6 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. La baisse du bénéfice net ajusté pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019 est attribuable surtout à une hausse du bénéfice au titre de la LHVC d'un montant non récurrent de 55,9 millions de dollars à l'exercice précédent en raison de la réforme fiscale américaine.

Rapprochement des fonds ajustés provenant des activités d'exploitation et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Le tableau suivant a été établi à partir de l'état des résultats consolidé et de l'état des flux de trésorerie consolidé et il doit être lu en tenant compte de ces états. Cette information supplémentaire a pour but d'expliquer davantage les informations fournies relativement aux fonds ajustés provenant des activités d'exploitation et fournit d'autres renseignements concernant le rendement d'exploitation d'APUC. Les investisseurs ne doivent pas considérer cette mesure comme un substitut aux fonds provenant des activités d'exploitation établis conformément aux PCGR des États-Unis.

Le tableau suivant présente le rapprochement des fonds provenant des activités d'exploitation et des fonds ajustés provenant des activités d'exploitation, à l'exclusion des éléments indiqués ci-après :

(en millions de dollars)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	188,1 \$	131,5 \$	443,8 \$	361,7 \$
Ajouter (déduire) :				
Variations des éléments hors trésorerie liés à l'exploitation	(70,8)	(4,6)	(30,5)	35,4
Apports en espèces basés sur la production des participations ne donnant pas le contrôle	—	—	3,6	13,9
Coûts d'acquisition	2,8	1,0	5,2	9,6
Remboursement des charges d'exploitation engagées relativement à une coentreprise	—	—	—	1,0
Fonds ajustés provenant des activités d'exploitation	120,1 \$	127,9 \$	422,1 \$	421,6 \$

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, les fonds ajustés provenant des activités d'exploitation se sont chiffrés à 120,1 millions de dollars, soit une baisse de 7,8 millions de dollars par rapport à 127,9 millions de dollars pour la période correspondante de 2018.

ACTIVITÉS D'AMÉNAGEMENT DE LA SOCIÉTÉ

Les activités d'aménagement de la société à l'échelle mondiale pour des projets qu'elle détient directement ou indirectement par l'entremise des entités AAGES relèvent principalement d'AAGES, coentreprise formée avec Abengoa. Grâce à sa portée mondiale, AAGES et ses entreprises associées s'efforcent de trouver, d'aménager et de construire des centrales d'énergie renouvelable, des lignes de transport d'électricité et des actifs d'infrastructure de distribution d'eau. Lorsqu'un projet aménagé par AAGES est mis en service, il est décidé s'il est préférable qu'APUC ou AAGES détienne le projet ou encore que le projet soit vendu à Atlantica ou, dans de rares circonstances, à une autre partie.

La société dispose d'un portefeuille de projets d'aménagement totalisant environ 4,0 milliards de dollars jusqu'en 2023 inclusivement, soit des investissements potentiels dans des actifs de production d'énergie renouvelable à tarifs réglementés en Amérique du Nord, des actifs de production d'énergie renouvelable à tarifs non réglementés en Amérique du Nord, des actifs de transport de gaz et d'électricité à tarifs réglementés et des projets d'aménagement à l'échelle internationale. Les projets continuent de progresser dans le cours normal des activités.

Les projets du portefeuille sont à divers stades d'aménagement et sont rendus à un stade où il est probable que les incertitudes relatives aux projets importants, comme les approbations des organismes de réglementation, le contrôle des terrains et les questions contractuelles, seront résolues et où il est prévu que le projet respectera les attentes de la direction en matière de rendement ajusté en fonction du risque.

Pour obtenir plus de renseignements sur les projets d'aménagement de la société, se reporter au rapport de gestion annuel et à la notice annuelle.

Projet éolien Sugar Creek

Le projet éolien Sugar Creek porte sur l'aménagement d'une centrale éolienne de 202 MW située dans le comté de Logan, en Illinois. La construction a commencé en août 2019 et progresse selon le calendrier prévu. Un contrat à long terme a été conclu avec la Illinois Power Agency afin de fournir des certificats d'énergie renouvelable du projet aux services publics de l'État. L'énergie produite par le projet sera vendue aux termes d'une couverture financière à long terme.

Le début des activités commerciales est prévu pour le quatrième trimestre de 2020.

Le 30 septembre 2019, le projet éolien Sugar Creek a été vendu à AAGES pour qu'elle poursuive et achève l'aménagement du projet. Par conséquent, la société détient désormais une participation de 50 % dans le projet par l'intermédiaire d'AAGES. La structure de propriété définitive du projet sera déterminée après la mise en service, Algonquin conservant l'option d'acquiescer de nouveau la participation de 50 %.

Par suite de la vente du projet éolien Sugar Creek à AAGES, un gain lié à la cessation de la comptabilité de couverture de contrats de dérivés sur l'énergie conclus au début de l'aménagement de Sugar Creek a été comptabilisé.

Projet d'aménagement éolien du Midwest

En 2017, le groupe Liberty Utilities a présenté aux organismes de réglementation concernés un plan visant un investissement dans des actifs de production d'énergie éolienne d'au plus 600 MW situés dans des lieux stratégiques, lesquels devraient réduire les coûts d'énergie pour ses clients. Le plan prévoit l'aménagement d'un projet éolien d'environ 300 MW dans le sud-est du Kansas, ainsi que deux projets éoliens d'environ 150 MW dans le sud-ouest du Missouri.

Le 9 mai 2019, la Arkansas Public Service Commission a publié une ordonnance permettant le début de la construction du projet. Au quatrième trimestre de 2018, Empire District Electric a présenté une demande d'approbation de certificat d'utilité publique auprès de la Missouri Public Service Commission pour le projet. La commission a rendu une ordonnance approuvant la demande de certificat d'utilité publique entrant en vigueur le 29 juin 2019. Le 28 juin 2019, le Office of Public Counsel a déposé une requête de nouvelle audience visant à clarifier l'ordonnance de la commission. La commission a rejeté la requête. L'ordonnance à l'égard de la demande de certificat d'utilité publique est définitive.

Liberty Utilities Co. a fait l'acquisition d'une participation dans deux projets au Missouri, et en continuera l'aménagement et la construction en partenariat avec un promoteur tiers. Un deuxième promoteur tiers s'occupe de l'aménagement du projet éolien au Kansas. Empire District Electric a conclu des contrats visant l'acquisition des trois projets lorsqu'ils seront terminés.

Coentreprise pour l'aménagement du projet éolien Maverick Creek

Le 8 août 2019, le groupe Liberty Power a conclu une entente visant l'aménagement conjoint du projet éolien Maverick Creek d'environ 490 MW situé dans le comté de Concho, au Texas, avec un promoteur tiers. Des ententes ont été conclues pour l'approvisionnement et l'entretien des turbines, ainsi que pour des services de construction pour le projet à la création de la coentreprise. Le projet devrait générer environ 1 900 GWh par année. Des contrats d'achat à long terme d'une durée moyenne de 13,6 ans visant environ 80 % de la production d'énergie et comprenant des attributs renouvelables ont été conclus. La construction du projet devrait débuter en novembre 2019, et les activités commerciales, au quatrième trimestre de 2020.

SOMMAIRE DES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS CORPORELLES¹

(en millions de dollars)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Groupe Liberty Utilities :				
Maintien de la base tarifaire	47,1 \$	46,7 \$	142,6 \$	136,2 \$
Acquisition d'une base tarifaire	—	—	0,4	—
Croissance de la base tarifaire	81,9	50,0	188,4	97,9
	129,0 \$	96,7 \$	331,4 \$	234,1 \$
Groupe Liberty Power :				
Entretien	16,4 \$	6,7 \$	24,8 \$	14,8 \$
Investissement dans des projets de croissance ¹	168,5	29,5	472,9	89,6
Investissements à l'échelle internationale ²	—	—	94,2	612,6
	184,9 \$	36,2 \$	591,9 \$	717,0 \$
Total des dépenses en immobilisations	313,9 \$	132,9 \$	923,3 \$	951,1 \$

¹ Inclut les dépenses en immobilisations corporelles, les entités émettrices comptabilisées à la valeur de consolidation et les acquisitions d'entités en exploitation qui ont pu être aménagées conjointement par la société et un autre tiers promoteur.

² Les placements dans Atlantica sont présentés selon le coût historique du placement et non à la juste valeur.

Dépenses en immobilisations corporelles du troisième trimestre de 2019

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, le groupe Liberty Utilities a engagé des dépenses en immobilisations de 129,0 millions de dollars, contre 96,7 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. L'investissement du groupe Liberty Utilities au troisième trimestre de 2019 avait surtout trait à la construction des conduites principales de remplacement dans le réseau de distribution et de transport, à l'achèvement de la construction des sous-stations existantes et au début de la construction de nouvelles sous-stations, et à des initiatives se rapportant à la sécurité et à la fiabilité des réseaux électriques et de gaz naturel.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019, le groupe Liberty Power a engagé des dépenses en immobilisations de 184,9 millions de dollars, contre 36,2 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. L'investissement du groupe Liberty Power au troisième trimestre de 2019 comprend principalement les coûts d'aménagement des projets éoliens Maverick Creek et Sugar Creek, ainsi que ceux du projet éolien Great Bay II, et les dépenses courantes d'entretien dans les installations existantes.

Dépenses en immobilisations corporelles depuis le début de l'exercice 2019

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, le groupe Liberty Utilities a engagé des dépenses en immobilisations de 331,4 millions de dollars, contre 234,1 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. L'investissement du groupe Liberty Utilities en 2019 avait surtout trait à la construction des conduites principales de remplacement dans le réseau de distribution et de transport, à l'achèvement de la construction des sous-stations existantes et au début de la construction de nouvelles sous-stations, aux initiatives se rapportant à la sécurité et à la fiabilité des réseaux électriques et de gaz naturel, ainsi qu'aux investissements dans le projet de transport d'électricité Wataynikaneyap et le projet éolien Turquoise.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, le groupe Liberty Power a engagé des dépenses en immobilisations de 591,9 millions de dollars, contre 717,0 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. En excluant le placement dans Atlantica, l'investissement du groupe Liberty Power a été de 497,7 millions de dollars en 2019 et de 104,4 millions de dollars en 2018. L'investissement du groupe Liberty Power en 2019 était lié principalement aux coûts d'aménagement des projets éoliens Maverick Creek, Sugar Creek, Walker Ridge, Broad Mountain et Great Bay II, aux investissements additionnels dans les projets éoliens Amherst Island et Atlantica, à une participation dans le projet de canalisation d'eau Vista Ridge et aux dépenses courantes d'entretien dans les installations existantes.

Dépenses en immobilisations de 2019

Au cours de l'exercice 2019, la société prévoit engager des dépenses en immobilisations de 1,4 milliard de dollars à 1,6 milliard de dollars. Les dépenses réelles en 2019 pourraient varier en raison du calendrier des investissements dans les différents projets et du taux de change réalisé du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les dépenses en immobilisations prévues au cours de l'exercice 2019 se présentent comme suit :

(en millions de dollars)

Groupe Liberty Utilities :

Maintien de la base tarifaire	180,0 \$	200,0 \$
Croissance de la base tarifaire	250,0	310,0
Acquisition de services publics	350,0	370,0
Total – Groupe Liberty Utilities	780,0 \$	880,0 \$

Groupe Liberty Power :

Entretien	30,0 \$	40,0 \$
Investissement dans des projets de croissance	490,0	560,0
Investissements à l'échelle internationale et AAGES	100,0	120,0
Total – Groupe Liberty Power	620,0 \$	720,0 \$

Total des dépenses en immobilisations de 2019	1 400,0 \$	1 600,0 \$
--	-------------------	-------------------

Les prévisions de dépenses en immobilisations pour le trimestre ont été révisées pour tenir compte du report au début de 2020 de la date de clôture de l'acquisition de Bermuda Electric Light Company contrebalancé par des dépenses en immobilisations additionnelles attribuables à l'aménagement du projet éolien Maverick.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

APUC a des facilités de crédit et de lettres de crédit renouvelables ainsi que des facilités de crédit distinctes que le groupe Liberty Utilities et le groupe Liberty Power peuvent utiliser pour gérer les besoins en liquidités et en fonds de roulement de chaque division (collectivement, les « facilités de crédit bancaire »).

Facilités de crédit bancaire

Le tableau suivant présente les facilités de crédit bancaire dont disposaient APUC et ses groupes d'exploitation au 30 septembre 2019 :

(en millions de dollars)	Siège social	Au 30 septembre 2019		Au 31 déc. 2018	
		Liberty Utilities	Liberty Power	Total	Total
Facilités de crédit	500,0 \$	500,0 \$	700,0 \$ ¹	1 700,0 \$	1 321,0 \$
Emprunts sur les facilités de crédit ou le papier commercial émis	(262,6)	(203,5)	(191,8)	(657,9)	(103,0)
Lettres de crédit émises	(142,0)	(8,3)	(118,5)	(268,8)	(171,1)
Liquidités disponibles en vertu des facilités de crédit	95,4	288,2	389,7	773,3	1 046,9
Fonds en caisse				114,5	46,8
Total de la situation de trésorerie et des sources de financement	95,4 \$	288,2 \$	389,7 \$	887,8 \$	1 093,7 \$

¹ Comprend une facilité de lettres de crédit distincte sans engagement de 200 millions de dollars.

Au 30 septembre 2019, un montant de 262,6 millions de dollars avait été emprunté sur la facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang de 500,0 millions de dollars de la société (la « facilité de crédit du siège social »), et des lettres de crédit de 142,0 millions de dollars avaient été émises. La facilité de crédit du siège social arrivera à échéance le 12 juillet 2024.

Au 30 septembre 2019, la facilité de crédit renouvelable syndiquée non garantie de premier rang de 500,0 millions de dollars (la « facilité de crédit Liberty ») du groupe Liberty Utilities était inutilisée et des lettres de crédit de 8,3 millions de dollars avaient été émises. La facilité de crédit Liberty arrivera à échéance le 23 février 2023. Le 1^{er} juillet 2019, le groupe Liberty Utilities a mis en place un programme de papier commercial pour lequel la facilité de crédit Liberty sert de filet de sécurité. Au 30 septembre 2019, du papier commercial de 203,5 millions de dollars avait été émis et était en cours.

Au 30 septembre 2019, les lignes bancaires du groupe Liberty Power comprenaient une facilité de crédit renouvelable syndiquée non garantie de premier rang de 500,0 millions de dollars (la « facilité de crédit Liberty Power »), échéant le 6 octobre 2023, et une facilité de lettres de crédit de 200,0 millions de dollars (la « facilité de crédit Liberty Power LC ») échéant le 31 janvier 2021. Au 30 septembre 2019, la facilité de crédit Liberty Power était utilisée à hauteur de 191,8 millions de dollars et garantissait des lettres de crédit en cours de 2,1 millions de dollars. La facilité de crédit Liberty Power LC garantissait des lettres de crédit en cours de 116,5 millions de dollars.

Obligations contractuelles

Le tableau suivant donne des informations sur les obligations contractuelles au 30 septembre 2019 :

(en millions de dollars)	Total	Échéant à moins d'un an	Échéant dans 1 an à 3 ans	Échéant dans 4 à 5 ans	Échéant après 5 ans
Remboursement du capital au titre des obligations découlant de la dette ¹	4 274,9 \$	577,6 \$	533,4 \$	911,9 \$	2 252,0 \$
Débtentures convertibles	0,4	—	—	—	0,4
Avances sous forme d'aide à la construction	60,9	1,2	—	—	59,7
Intérêts sur les obligations découlant de la dette à long terme ²	1 864,6	204,7	350,2	283,7	1 026,0
Obligations d'achat	302,2	302,2	—	—	—
Obligations environnementales	58,3	10,1	23,6	2,8	21,8
Instruments financiers dérivés :					
Swap de devises	88,5	4,6	73,8	3,2	6,9
Contrats dérivés sur l'énergie et contrats sur les produits de base	2,9	1,7	0,9	—	0,3
Contrats d'achats d'électricité	251,6	23,7	22,3	23,2	182,4
Contrats de service et d'approvisionnement en gaz naturel	224,2	67,4	66,1	48,9	41,8
Ententes de service	523,0	48,1	80,5	90,6	303,8
Projets d'immobilisations	411,6	294,7	116,9	—	—
Contrats de servitude	235,1	6,5	13,3	13,6	201,7
Autres obligations	170,7	34,0	2,1	2,5	132,1
Total des obligations	8 468,9 \$	1 576,5 \$	1 283,1 \$	1 380,4 \$	4 228,9 \$

¹ À l'exclusion des frais de financement reportés, des primes ou des escomptes sur obligations, des ajustements de juste valeur à la date d'émission ou d'acquisition.

² Les effets subordonnés viennent à échéance en 2078 et 2079, mais la direction prévoit les rembourser en 2023 et 2029 à l'exercice de son droit de rachat.

Capitaux propres

Les actions ordinaires d'APUC sont négociées à la Bourse de Toronto (« TSX ») et à la Bourse de New York (« NYSE ») sous le symbole boursier « AQN ». Au 30 septembre 2019, 496 581 133 actions ordinaires d'APUC étaient émises et en circulation.

APUC peut émettre un nombre illimité d'actions ordinaires. Les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de recevoir les dividendes déclarés, le cas échéant, d'exprimer une voix pour chaque action qu'ils détiennent aux assemblées des porteurs d'actions ordinaires et de recevoir, à la liquidation ou à la dissolution d'APUC, une quote-part des biens et actifs restants d'APUC. Toutes les actions ordinaires font partie de la même catégorie et sont assorties des mêmes droits et privilèges; elles ne sont pas susceptibles de faire l'objet d'appels de fonds subséquents.

APUC est également autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées, pouvant être émises en une ou plusieurs séries, assorties des conditions approuvées par le conseil d'administration. Au 30 septembre 2019, APUC avait en circulation :

- 4 800 000 actions privilégiées à taux rajustable et à dividende cumulatif de série A portant intérêt à 5,162 % par année pour la période initiale de cinq ans se terminant le 31 décembre 2023;
- 100 actions privilégiées de série C qui ont été émises contre 100 parts de société en commandite de catégorie B de la société en commandite St. Leon Wind Energy LP;
- 4 000 000 d'actions privilégiées à taux rajustable et à dividende cumulatif de série D portant intérêt à 5,091 % par année pour la période initiale de cinq ans se terminant le 31 mars 2024.

Le 16 octobre 2019, APUC a conclu la vente de 23 millions d'actions ordinaires pour un produit brut de 310,5 millions de dollars, déduction non faite des commissions devant être versées aux preneurs fermes et des frais du placement estimatifs qu'APUC doit payer. APUC a également octroyé aux preneurs fermes l'option d'acheter jusqu'à 3,5 actions ordinaires additionnelles de la société pendant une période de 30 jours. Le 21 octobre 2019, APUC a conclu la vente d'environ 3,3 millions d'actions ordinaires pour un produit brut total de 43,9 millions de dollars, déduction non faite des commissions devant être versées aux preneurs fermes par APUC.

Le produit du placement servira à financer en partie certaines des acquisitions annoncées précédemment et à financer en partie les projets de croissance en développement durable de la société et aux fins générales de la société.

Régime de réinvestissement des dividendes

APUC a un régime de réinvestissement des dividendes des actionnaires (le « régime de réinvestissement ») qui est offert aux actionnaires ordinaires inscrits d'APUC. Au 30 septembre 2019, 127 482 329 actions ordinaires représentant quelque 26 % du total des actions ordinaires en circulation étaient inscrites au régime de réinvestissement. Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2019, 1 523 821 actions ordinaires ont été émises aux termes du régime de réinvestissement, et après la clôture du trimestre, soit le 15 octobre 2019, 1 318 895 actions ordinaires supplémentaires ont été émises aux termes du régime.

Programme de placement au cours du marché

Le 28 février 2019, APUC a mis en place un programme de placement au cours du marché qui lui permet d'émettre de temps à autre à l'intention du public des actions ordinaires jusqu'à hauteur de 250,0 millions de dollars (ou l'équivalent en dollars canadiens) sur le capital autorisé, à la discrétion d'APUC, au prix du marché en vigueur lors de leur émission à la TSX, à la NYSE ou sur tout autre marché existant pour la négociation d'actions ordinaires au Canada ou aux États-Unis. Le programme de placement au cours du marché est en vigueur jusqu'au 19 octobre 2020 sauf s'il est résilié avant cette date par APUC ou, sinon, conformément aux modalités de l'accord de distribution des capitaux propres daté du 28 février 2019.

Le programme de placement au cours du marché donne une flexibilité financière supplémentaire à APUC, si c'était nécessaire dans le futur. Le volume et le calendrier des émissions aux termes du programme de placement au cours du marché seront déterminés à la discrétion d'APUC. Le produit net servira à financer les acquisitions, les frais généraux et les frais d'administration, les besoins en fonds de roulement, le remboursement de la dette ou à d'autres fins générales de la société.

Le 7 novembre 2019, la société a émis 1 756 799 actions ordinaires aux termes du programme de placement au cours du marché à un prix moyen de 12,54 \$ par action pour un produit brut d'environ 22,0 millions de dollars (21,7 millions de dollars déduction faite des commissions). D'autres coûts connexes, principalement liés à la création du programme de placement au cours du marché, ont totalisé 1,6 million de dollars.

RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION À BASE D'ACTIONS

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, APUC a inscrit une charge de rémunération à base d'actions totalisant 7,3 millions de dollars, contre 6,0 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. La charge de rémunération est incluse dans les frais d'administration à l'état des résultats consolidé. La tranche de la charge de rémunération à base d'actions capitalisée à titre de coûts de construction est négligeable.

Au 30 septembre 2019, le total des coûts de rémunération non comptabilisés se rapportant aux attributions d'options et d'unités d'actions dont les droits n'étaient pas acquis s'élevait respectivement à 1,5 million de dollars et 12,1 millions de dollars; ces montants devraient être constatés sur une période respectivement de 1,92 an et de 1,86 an.

Régime d'options sur actions

APUC a un régime d'options sur actions qui permet l'attribution d'options sur actions aux principaux dirigeants, administrateurs, salariés et fournisseurs de service sélectionnés. Sauf dans certaines circonstances, la durée d'une option ne doit pas être supérieure à dix (10) ans à compter de la date d'attribution de l'option.

APUC établit la juste valeur des options attribuées selon le modèle d'évaluation du prix des options de Black et Scholes. La juste valeur estimative des options, y compris l'incidence des déchéances estimatives, est passée en charges selon la méthode de l'amortissement linéaire sur les périodes d'acquisition des droits des options tout en s'assurant que le montant cumulatif du coût de rémunération comptabilisé correspond au moins à la valeur de la tranche des options dont les droits sont acquis à cette date. Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2019, la société a attribué 1 113 775 options aux dirigeants de la société. Les options ouvrent droit à l'achat d'actions ordinaires à un prix moyen pondéré de 14,96 \$ CA, soit le prix du marché de l'action ordinaire sous-jacente à la date d'attribution. Au cours de l'exercice, les dirigeants de la société ont exercé 3 882 505 options sur actions à un prix d'exercice moyen pondéré de 11,23 \$ en échange de 841 288 actions ordinaires émises sur le capital autorisé, et 3 041 217 options ont été réglées à leur valeur nette à titre de paiement du prix d'exercice et des retenues d'impôts relatives à l'exercice des options.

Au 30 septembre 2019, un total de 3 523 912 options avaient été émises et étaient en cours dans le cadre du régime d'options sur actions.

Unités d'actions liées au rendement

APUC émet des unités d'actions liées au rendement (les « UAR ») et des unités d'actions temporairement incessibles (les « UATI ») à certains membres de la direction dans le cadre du programme incitatif à long terme d'APUC. Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2019, la société a attribué 1 360 321 UAR et UATI (y compris les dividendes et les ajustements selon la performance) à des dirigeants et à des employés de la société. Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2019, la société a réglé 344 340 UAR, dont 179 830 UAR ont été échangées contre des actions ordinaires émises sur le capital autorisé et 164 510 UAR ont été réglées à leur valeur nette à titre de paiement de retenues d'impôts relatives au règlement des UAR. De plus, au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2019, 75 490 UAR sont devenues déchuës.

Au 30 septembre 2019, 2 332 622 UAR et UATI avaient été attribuées et étaient en circulation aux termes des régimes d'UAR et d'UATI.

Unités d'actions différées attribuées aux administrateurs

APUC a un régime d'unités d'actions différées à l'intention des administrateurs. En vertu de ce régime, les administrateurs indépendants d'APUC peuvent recevoir leur rémunération annuelle, en totalité ou en partie, sous forme d'unités d'actions différées (les « UAD ») et peuvent choisir de recevoir une partie de leur rémunération résiduelle sous forme d'UAD. Les UAD prévoient un règlement au comptant ou en actions, au gré d'APUC. Comme APUC ne prévoit pas régler les UAD au comptant, ces UAD sont comptabilisées comme des attributions d'instruments de capitaux propres. Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2019, la société a émis 61 282 UAD (y compris les UAD au lieu de dividendes) à des administrateurs de la société.

Au 30 septembre 2019, 441 941 UAD avaient été attribuées aux termes du régime d'UAD.

Unités d'actions temporairement incessibles liées au report de primes

La société offre un régime d'unités d'actions temporairement incessibles liées au report de primes (« UATIRP ») à certains de ses employés. Les employés admissibles peuvent choisir de recevoir une tranche de leur prime annuelle sous forme d'UATIRP plutôt qu'en trésorerie. La société prévoit régler ces UATIRP en actions; par conséquent, ces options sont comptabilisées comme attributions d'instruments de capitaux propres. Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2019, 130 592 UATI (y compris les UATI au lieu de dividendes) ont été émises à des employés de la société.

Régime d'achat d'actions à l'intention des employés

APUC a un régime d'achat d'actions à l'intention des employés (le « RAAE ») qui permet aux membres du personnel admissibles d'utiliser une partie de leur salaire pour acheter des actions ordinaires d'APUC. Le nombre global d'actions réservées pour l'émission sur le capital autorisé d'APUC en vertu de ce régime ne doit pas excéder 2 000 000 d'actions. Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2019, 190 331 actions ordinaires ont été émises aux salariés aux termes du RAAE.

Au 30 septembre 2019, 1 222 582 actions avaient été émises aux termes du RAAE.

OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Placements comptabilisés à la valeur de consolidation

La société a conclu des transactions avec des entités émettrices comptabilisées à la valeur de consolidation en 2019 et en 2018 (voir la note 13 des états financiers consolidés intermédiaires non audités).

La société fournit des services d'administration et d'aménagement à ses entités comptabilisées à la valeur de consolidation et les coûts engagés lui sont remboursés. À cet effet, la société a imputé respectivement 5,3 millions de dollars et 18,2 millions de dollars à ses entités comptabilisées à la valeur de consolidation pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2019, en comparaison respectivement de 5,0 millions de dollars et 6,9 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2018.

Le 30 septembre 2019, la société a vendu le projet éolien Sugar Creek à AAGES en échange d'un effet à recevoir de 21,1 millions de dollars, sous réserve de certains ajustements. Aucun gain n'a été comptabilisé à la déconsolidation des actifs nets de Sugar Creek. Cependant, un montant de 15,8 millions de dollars, ou 11,4 millions de dollars net d'impôt, a été reclassé des AERE au bénéfice en raison de la fin de la comptabilité de couverture sur les contrats dérivés de couverture sur l'énergie mis en place dans les premières phases de l'aménagement de Sugar Creek (voir la note 6 f des états financiers consolidés intermédiaires non audités).

Au cours de l'exercice, la société a conclu une convention de coopération améliorée avec Atlantica afin, entre autres, de fournir un cadre d'évaluation des transactions mutuellement avantageuses. Pour une période d'un an à compter de la date de la convention, Atlantica détient un droit exclusif de préemption des participations dans certains actifs de Liberty Power.

Participations ne donnant pas le contrôle rachetables détenues par une partie liée

Une participation ne donnant pas le contrôle rachetable détenue par une partie liée représente une action privilégiée dans une filiale consolidée de la société acquise par AAGES en 2018. Aucun rachat n'était considéré comme probable au 30 septembre 2019. À cet effet, la société a acquis une participation ne donnant pas le contrôle attribuable à AAGES pour une contrepartie respectivement de 7,0 millions de dollars et 20,9 millions de dollars pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2019, en comparaison de néant et néant pour les périodes correspondantes de 2018. La société a également comptabilisé des distributions de 3,8 millions de dollars et de 14,7 millions de dollars pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2019, en comparaison de néant et néant pour les périodes correspondantes de 2018.

Participations ne donnant pas le contrôle rachetables détenues par une partie liée

Une participation ne donnant pas le contrôle détenue par une partie liée correspond à une participation dans une filiale consolidée de la société acquise par une filiale d'Atlantica en mai 2019 (voir la note 6 b) des états financiers consolidés intermédiaires non audités. La société a acquis une participation ne donnant pas le contrôle (calculée selon la méthode comptable de la LHVC) de néant et néant, en comparaison de néant et néant pour les périodes correspondantes de 2018. La société a également comptabilisé des distributions de 2,7 millions de dollars et de 20,5 millions de dollars pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2019, en comparaison de néant et néant pour les périodes correspondantes de 2018.

Centrale hydroélectrique Long Sault

Le 31 décembre 2013, APUC a acquis les actions d'Algonquin Power Corporation Inc. (« APC »), laquelle était partiellement détenue par les hauts dirigeants. APUC détient une participation dans la centrale hydroélectrique Long Sault de 18 MW. L'ajustement de prix définitif de cette transaction est toujours en cours.

Les opérations entre parties liées qui précèdent ont été comptabilisées à la valeur d'échange convenue par les parties aux opérations.

GESTION DU RISQUE D'ENTREPRISE

La société est assujettie à un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont décrits ci-après. Un risque est la possibilité qu'un événement futur ait une incidence négative sur la situation financière, le rendement financier ou les activités de la société. L'incidence réelle sur les activités de la société à la suite d'un événement pourrait différer considérablement de ce qui avait été prévu ou décrit ci-après. Les risques décrits ci-après ne comprennent pas tous les risques possibles.

Sous la direction du chef de la conformité et de la gestion des risques, la société a établi un cadre de gestion du risque d'entreprise (« GRE »). Le cadre de GRE suit les directives de la norme ISO 31000:2009 et du document Internal Control – Integrated Framework, publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO »). Le cadre de GRE de la société a pour objectif de systématiquement repérer, évaluer et atténuer les risques stratégiques, opérationnels et financiers et les risques liés à la conformité susceptibles de nuire à l'atteinte des objectifs actuels de la société, ainsi que les risques inhérents aux autres solutions stratégiques présentées à la société. La politique de GRE approuvée par le conseil d'administration de la société présente en détail les processus de gestion des risques, la propension à prendre des risques et la structure de gouvernance du risque de la société.

Dans le cadre du processus de gestion des risques, des registres de risques ont été constitués à l'échelle de l'organisation à partir d'exercices continus de repérage et d'évaluation des risques organisés par l'équipe de GRE interne de la société. Les risques importants et les stratégies d'atténuation de ces risques sont soumis à l'examen du comité directeur des risques d'entreprise et présentés au comité de gestion des risques périodiquement.

Les risques sont évalués de manière uniforme à l'échelle de la société, à l'aide d'une grille standardisée d'évaluation des risques afin de déterminer l'incidence et la probabilité des risques. Les conséquences sur les finances, la réputation et la sécurité, notamment, sont prises en compte pour déterminer l'incidence d'un risque éventuel. Les priorités de suivi des risques sont fixées d'après l'évaluation des risques et intégrées dans les plans stratégiques et les plans d'affaires de la société.

Les risques présentés ci-après ne constituent pas une liste exhaustive de tous les risques auxquels APUC est ou pourrait être exposée. Une évaluation plus approfondie des risques d'entreprise auxquels APUC et ses filiales sont exposées figure dans la plus récente notice annuelle et dans le plus récent rapport de gestion annuel de la société disponibles sur SEDAR. Les sections qui suivent se veulent une mise à jour sur les risques déjà présentés auparavant.

Gestion du risque de trésorerie

Risque de taux d'intérêt

La majorité des emprunts en cours d'APUC et de ses filiales portent intérêt à un taux fixe, de sorte qu'ils ne sont pas exposés à un risque de taux d'intérêt important dans un horizon de court à moyen terme.

Les emprunts portant intérêt à un taux variable peuvent fluctuer de manière importante d'un mois à l'autre, d'un trimestre à l'autre et d'un exercice à l'autre. APUC ne gère pas activement le risque de taux d'intérêt lié à ses emprunts à taux variable étant donné qu'ils sont essentiellement à court terme et que les montants empruntés sont par nature renouvelables.

En fonction des montants empruntés au 30 septembre 2019, l'incidence sur les intérêts débiteurs découlant des variations des taux d'intérêt se présentait comme suit :

- La facilité de crédit du siège social est assortie d'un taux d'intérêt variable, et un montant de 262,6 millions de dollars était en cours au 30 septembre 2019. Ainsi, une variation de 100 points de base du taux d'intérêt variable aurait une incidence annuelle de 2,6 millions de dollars sur les intérêts débiteurs.
- La facilité de crédit de Liberty est assortie d'un taux d'intérêt variable, et aucun montant n'avait pas été emprunté sur la facilité de crédit au 30 septembre 2019. Ainsi, une variation de 100 points de base du taux d'intérêt variable n'aurait aucune incidence sur les intérêts débiteurs.
- Le programme de papier commercial du groupe Liberty Utilities est assorti d'un taux d'intérêt variable, et un montant de 203,5 millions de dollars était emprunté au 30 septembre 2019. Ainsi, une variation de 100 points de base du taux d'intérêt variable aurait une incidence annuelle de 2,04 millions de dollars sur les intérêts débiteurs.
- La facilité de crédit renouvelable de Liberty Power est assortie d'un taux d'intérêt variable, et un montant de 191,8 millions de dollars avait été emprunté sur la facilité de crédit au 30 septembre 2019. Ainsi, une variation de 100 points de base du taux d'intérêt variable aurait une incidence annuelle de 1,9 million de dollars sur les intérêts débiteurs.

- La facilité de crédit à terme du siège social est assortie d'un taux d'intérêt variable, et un montant de 135,0 millions de dollars était emprunté au 30 septembre 2019. Une variation de 100 points de base du taux d'intérêt variable aurait une incidence annuelle de 1,4 million de dollars sur les intérêts débiteurs.

Le 6 septembre 2019, la société a conclu un swap de taux d'intérêt variable contre fixe pour couvrir la composante intérêt à taux variable pour les années 5 à 10 des effets subordonnés à taux fixe-variable de 350,0 millions de dollars émis le 23 mai 2019 (les « effets de mai »), ce qui a donné lieu à un taux d'intérêt effectif pour les effets de mai d'environ 5,6 % pour les années 5 à 10.

GESTION DU RISQUE D'EXPLOITATION

Planification de la succession et formation au leadership

Comme il a été mentionné précédemment, APUC continue de se concentrer sur la planification de la relève et la formation au leadership, dans le but d'assurer une transition en douceur aux fins de la nomination du prochain chef de la direction d'APUC. Ces mesures devraient appuyer une transition harmonieuse à la prochaine génération de dirigeants de façon à ce que la société puisse poursuivre sa croissance et continuer de créer de la valeur pour les actionnaires.

Risque découlant de litiges et d'autres éventualités

APUC et certaines de ses filiales sont parties à divers litiges, à des réclamations et à d'autres poursuites judiciaires et instances réglementaires qui surviennent de temps à autre dans le cours normal de leurs activités. Toutes les sommes à payer concernant ces actions en justice sont comptabilisées dans les états financiers au moment où il est conclu qu'une perte financière importante est probable et qu'il est possible d'estimer le montant du passif connexe. Les sommes à recouvrer prévues en vertu des contrats d'assurance sont comptabilisées lorsqu'il est raisonnablement possible de croire qu'elles seront recouvrées.

Réclamation par Gaia Power Inc.

Le 30 octobre 2018, Gaia Power Inc. (« Gaia ») a intenté une action devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario contre APUC et certaines de ses filiales, réclamant des dommages d'au moins 345 millions de dollars canadiens et des dommages-intérêts punitifs d'une somme de 25 millions de dollars canadiens. Cette action résulte de la vente par Gaia en 2010 d'une participation de Gaia dans certains projets de parcs éoliens proposés au Canada à une filiale d'APUC. En vertu d'une convention de redevance conclue en 2010, Gaia a le droit d'obtenir le versement de redevances si les projets sont aménagés et atteignent certaines cibles convenues.

Les parties ont depuis convenu de porter la cause en arbitrage, conformément à la clause d'arbitrage de la convention de redevance. APUC et les autres intimés ont transmis leur réponse à l'avis d'arbitrage de Gaia et, à l'heure actuelle, les parties s'échangent des documents. Il est encore trop tôt pour juger de la probabilité de succès de cette action, mais APUC entend se défendre vigoureusement.

INFORMATION FINANCIÈRE TRIMESTRIELLE

Le tableau suivant présente un résumé des informations financières trimestrielles non auditées pour les huit trimestres clos le 30 septembre 2019 :

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Quatrième trimestre 2018	Premier trimestre 2019	Deuxième trimestre 2019	Troisième trimestre 2019
Produits	419,9 \$	477,2 \$	343,6 \$	365,6 \$
Bénéfice net attribuable aux actionnaires	44,0	86,4	156,6	115,8
Bénéfice net par action	0,09	0,17	0,31	0,23
Bénéfice net ajusté ¹	70,5	93,8	55,0	69,2
Bénéfice net ajusté par action ¹	0,14	0,19	0,11	0,14
BAIIA ajusté ¹	196,9	231,5	189,8	186,9
Total de l'actif	9 389,0	9 671,3	10 034,3	10 618,9
Dette à long terme ²	3 337,3	3 651,9	3 782,3	4 276,6
Dividende déclaré par action ordinaire	0,13 \$	0,13 \$	0,14 \$	0,14 \$

	Quatrième trimestre 2017	Premier trimestre 2018	Deuxième trimestre 2018	Troisième trimestre 2018
Produits	409,5 \$	494,3 \$	366,1 \$	366,2 \$
Bénéfice net attribuable aux actionnaires	47,2	17,6	65,5	57,9
Bénéfice net par action	0,11	0,04	0,14	0,12
Bénéfice net ajusté ¹	67,0	141,0	50,9	49,7
Bénéfice net ajusté par action ¹	0,16	0,32	0,11	0,10
BAIIA ajusté ¹	185,8	279,0	160,8	165,5
Total de l'actif	8 395,6	8 941,8	8 920,7	9 389,0
Dette à long terme ²	3 080,5	3 832,7	3 448,1	3 337,3
Dividende déclaré par action ordinaire	0,12 \$	0,12 \$	0,13 \$	0,13 \$

¹ Voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*.

² Comprend la tranche à court terme de la dette à long terme, la dette à long terme et les débentures convertibles.

Divers facteurs influent sur les résultats trimestriels, notamment les fluctuations saisonnières et les acquisitions d'installations, tel qu'il en est fait mention dans le présent rapport de gestion.

Les produits trimestriels ont fluctué entre 343,6 millions de dollars et 494,3 millions de dollars au cours des deux derniers exercices. Divers facteurs influent sur les résultats trimestriels, notamment les acquisitions, les fluctuations saisonnières, ainsi que les tarifs d'hiver et d'été intégrés dans les CAE. De plus, la fluctuation du dollar canadien par rapport au dollar américain, qui peut donner lieu à d'importantes variations des produits tirés des activités au Canada, constitue également un facteur susceptible d'avoir une incidence sur les produits d'un exercice à l'autre.

Le bénéfice net trimestriel attribuable aux actionnaires a varié entre 17,6 millions de dollars et 156,6 millions de dollars au cours des deux derniers exercices. Les résultats ont été grandement touchés par des éléments sans effet sur la trésorerie comme la charge d'impôts reportés, l'amortissement des actifs incorporels et des immobilisations corporelles, et les gains et pertes découlant de l'évaluation à la valeur de marché des instruments financiers.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

En date du 30 septembre 2019, les membres de la direction d'APUC ont évalué, sous la supervision et avec la participation du chef de la direction et du chef des finances d'APUC, l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information de la société (en vertu de la règle 13a – 15(e) et de la règle 15d – 15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* dans sa version modifiée (l'« Exchange Act »)). Cette évaluation a permis au chef de la direction et au chef des finances de conclure qu'au 30 septembre 2019, les contrôles et procédures de communication de l'information d'APUC étaient efficaces de manière à fournir une assurance raisonnable que l'information devant être présentée par APUC dans ses documents qui sont déposés ou soumis aux termes de l'Exchange Act est enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais prévus dans les règles et les formulaires de la SEC, et qu'elle est recueillie puis communiquée à la direction, y compris au chef de la direction et au chef des finances, selon ce qui est approprié, pour prendre des décisions en temps opportun concernant la communication de l'information.

RAPPORT DE LA DIRECTION SUR LE CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

La direction, notamment le chef de la direction et le chef des finances, est responsable de l'établissement et du maintien du contrôle interne à l'égard de l'information financière. À la clôture de la période visée par le présent rapport intermédiaire, la direction avait conçu le contrôle interne à l'égard de l'information financière de manière à fournir une assurance raisonnable, mais non absolue, que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux PCGR des États-Unis. La gestion du cadre de contrôle utilisé pour concevoir le contrôle interne à l'égard de l'information financière est celle établie dans le document intitulé *Internal Control – Integrated Framework (2013)* publié par le COSO.

MODIFICATIONS AU CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2019, aucune modification n'a été apportée au contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.

LIMITES INHÉRENTES À L'EFFICACITÉ DES CONTRÔLES

En raison des limites qui lui sont inhérentes, les contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permettent pas nécessairement de prévenir ou de détecter toutes les anomalies qui résultent de fraudes ou d'erreurs. En outre, l'efficacité du contrôle interne est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats par suite d'un changement de situation ou que change le degré de respect envers les politiques et procédures.

PRINCIPALES ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES

APUC a préparé ses états financiers consolidés intermédiaires non audités conformément aux PCGR des États-Unis. L'établissement d'états financiers consolidés intermédiaires exige de la direction qu'elle fasse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur les montants présentés des actifs et des passifs, sur les montants connexes des produits et des charges, ainsi que sur la présentation des actifs et passifs éventuels. Les principaux domaines nécessitant le recours au jugement de la direction se rapportent à la portée des entités consolidées, à la durée de vie utile et à la recouvrabilité des actifs amortissables, à l'évaluation des impôts reportés et à la recouvrabilité des actifs d'impôts reportés, à la réglementation des tarifs, aux produits non facturés, aux prestations et avantages complémentaires de retraite, à la juste valeur des dérivés et à la juste valeur des actifs et des passifs acquis dans le cadre d'un regroupement d'entreprises. Les résultats réels peuvent différer de ces estimations.

Les principales méthodes comptables d'APUC et les nouvelles normes comptables sont présentées respectivement aux notes 1 et 2 des états financiers consolidés intermédiaires non audités.