

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion daté du 25 février 2021 est présenté afin de permettre aux lecteurs d'évaluer les résultats d'exploitation, la situation de trésorerie et les sources de financement d'AltaGas Ltd. («AltaGas» ou la «Société») au 31 décembre 2020 et pour l'exercice clos à cette date. Le rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés audités ci-joints d'AltaGas et les notes y afférentes au 31 décembre 2020 et pour l'exercice clos à cette date.

Les états financiers consolidés et l'information comparative ont été préparés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (PCGR des États-Unis) et sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Dans le présent rapport de gestion, les PCGR dont il est fait mention sont les PCGR des États-Unis et le terme dollar renvoie à dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Les abréviations, acronymes et autres expressions en majuscules utilisés sans définition explicite dans le présent rapport de gestion ont la même signification que les termes définis dans le rapport de gestion au 31 décembre 2020 et pour l'exercice clos à cette date ou dans la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

Le présent rapport de gestion contient de l'information prospective (des énoncés prospectifs). Les verbes «pouvoir», «devoir», «compter», «prévoir», «s'attendre à», «croire», «viser à», «chercher à», «se proposer de», «envisager», «continuer», «estimer», «se concentrer», «s'efforcer», «prévoir», «s'attendre à», «projeter», «cibler», les termes «potentiel», «objectif», «perspective», «vision», «possibilité» et autres expressions semblables employées au futur ou au conditionnel pour décrire les événements ou le rendement, en ce qui concerne la Société ou l'une de ses sociétés affiliées, sont censés signaler des énoncés prospectifs. En particulier, le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs se rapportant, entre autres, aux objectifs commerciaux, à la croissance prévue, aux résultats d'exploitation, au rendement, aux projets commerciaux et aux résultats financiers. Plus précisément, les énoncés prospectifs inclus dans le présent document comprennent notamment des énoncés portant sur ce qui suit : la possibilité de paiements conditionnels postérieurs à l'acquisition de Petrogas; le départ à la retraite à venir d'administrateurs; la stratégie d'AltaGas, notamment à l'égard des plans de paiements de dividendes; les priorités stratégiques de 2021; un BAIIA normalisé consolidé annuel attendu d'environ 1,4 à 1,5 milliard de dollars en 2021; un bénéfice par action normalisé attendu d'environ 1,45 \$ à 1,55 \$ par action en 2021; un taux d'imposition effectif présumé d'environ 23 % en 2021; l'attente que le secteur Services publics contribuera à hauteur de 60 % au BAIIA normalisé en 2021; les facteurs de croissance prévus dans les secteurs Services publics et Intermédiaire; la baisse du BAIIA normalisé attendue dans le secteur Siège social/autres en 2021; l'estimation liée à l'exposition des LGN aux différentiels de fractionnement avant les activités de couverture; les plans pour gérer les volumes de LGN exposés aux différentiels de fractionnement; des dépenses d'investissement nettes prévues d'environ 910 millions de dollars en 2021; la répartition prévue entre les secteurs des dépenses d'investissement en 2021; l'attente selon laquelle les engagements de dépenses d'investissement de 2021 seront financés par les flux de trésorerie générés en interne et les emprunts sur les facilités de crédit actuellement consenties dans le cours normal des affaires; les estimations quant au coût, à l'état et aux dates de mise en service des projets de croissance dans les secteurs Intermédiaire et Services publics; les estimations quant aux dates de dépôt, de procédure et de décision relatives aux demandes tarifaires pour les Services publics; l'incidence prévue de la pandémie de COVID-19 sur les activités d'AltaGas en 2021; les changements futurs aux méthodes comptables et l'adoption de nouvelles normes comptables; et la stratégie à long terme d'AltaGas. Ces énoncés comportent des risques connus et inconnus, des incertitudes et d'autres facteurs pouvant faire en sorte que les résultats, les événements et les réussites réels diffèrent considérablement de ceux exprimés ou sous-entendus par ces énoncés. Ces énoncés reflètent les attentes, estimations et prévisions actuelles d'AltaGas fondées sur des facteurs et hypothèses importants à la date des énoncés. Parmi les principales hypothèses, notons : des hypothèses concernant les ventes d'actifs qui devraient se conclure en 2021; un taux d'imposition effectif d'environ 23 %; les taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain; l'incidence attendue de la pandémie de COVID-19; les écarts de prix du propane; la variation degrés-jours par rapport à la normale; le taux d'actualisation appliqué aux régimes de retraite; les initiatives de financement; le rendement des entreprises propres à chaque secteur; l'incidence du programme de couverture; les prix des produits de base; les conditions météorologiques; les différentiels de fractionnement; l'accès aux capitaux; le calendrier et la réception des autorisations réglementaires; le calendrier des autorisations réglementaires liées aux

projets du secteur Services publics; les facteurs saisonniers; les interruptions de service planifiées et non planifiées; le calendrier de mise en service des nouveaux projets ainsi que des acquisitions et désinvestissements; les impôts et taxes; les charges d'exploitation; le rendement des placements; les dividendes; et les coûts de transaction.

Les énoncés prospectifs d'AltaGas sont sous réserve de risques et d'incertitudes, lesquels pourraient faire en sorte que les résultats ou les événements diffèrent des attentes actuelles, y compris sans s'y limiter : les risques liés à la COVID-19; les risques liés à la santé et à la sécurité; les risques liés à l'intégration de Petrogas; les risques opérationnels; les risques liés à la réglementation; les systèmes de cybersécurité, d'information et de contrôle; les risques de litige; les risques liés aux changements climatiques, y compris la tarification du carbone; la modification aux lois; l'incertitude politique et le désordre public; les risques liés à l'infrastructure; les interruptions de service; les coûts de mise hors service, d'abandon et de remise en état; le risque pour la réputation; les données météorologiques; les revendications des peuples autochtones liées aux droits et aux terres; l'obligation de la Couronne de consulter les peuples autochtones; les risques liés aux marchés financiers et à la liquidité; la conjoncture économique; le risque de crédit interne; le risque de change; le risque lié au financement, au refinancement et au service de la dette; les taux d'intérêt; les incidents liés aux systèmes techniques et aux processus; la dépendance envers certains partenaires; le risque lié à la stratégie de croissance; la construction et l'aménagement; le transport de produits pétroliers; l'incidence de la concurrence pour les activités d'AltaGas; le risque de crédit de contrepartie; le risque de marché; le risque lié à la composition; les garanties; les accords de représentant; les retards dans l'octroi de fonds publics par le gouvernement américain; la valeur marchande des actions ordinaires et d'autres titres; la variabilité des dividendes; la vente possible d'actions additionnelles; les volumes de production; le risque lié à l'approvisionnement en gaz naturel; les coûts et limites de la gestion du risque; les pertes insuffisamment ou non assurées; les engagements associés à l'approbation réglementaire de l'acquisition de WGL; les recours collectifs liés aux titres et les poursuites liées aux dérivés; le caractère adéquat des prix de l'électricité et des ressources; le coût des régimes de retraite; les relations de travail; le personnel clé; l'incapacité des fournisseurs de services; la conformité avec l'article 404(a) de la loi Sarbanes-Oxley; et d'autres facteurs dont il est question à la rubrique «Facteurs de risques» de la notice annuelle de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 et dans d'autres documents d'information continue d'AltaGas.

Plusieurs facteurs pourraient entraîner des écarts entre les résultats, le rendement ou les réalisations réels d'AltaGas ou d'un secteur en particulier et ceux décrits dans le présent rapport de gestion, y compris, sans s'y limiter, ceux énoncés ci-dessus; en outre, les hypothèses sous-jacentes pourraient se révéler inexactes. Cette liste de facteurs ne doit pas être considérée comme exhaustive. Si un ou plusieurs de ces risques ou incertitudes se concrétisaient ou si des hypothèses sous-jacentes aux énoncés prospectifs se révélaient inexactes, les résultats réels pourraient différer considérablement de ceux décrits dans le présent rapport de gestion comme escomptés, prévus, recherchés, proposés, estimés, envisagés, attendus, projetés ou visés et il ne faut pas accorder une confiance excessive aux énoncés prospectifs inclus dans le présent rapport de gestion. L'incidence d'une hypothèse, d'un risque, d'une incertitude ou d'un autre facteur sur un énoncé prospectif en particulier ne peut être établie avec certitude puisqu'ils sont interdépendants, et que les mesures futures prises par AltaGas sont tributaires de l'évaluation, par la direction, de toutes les informations disponibles au moment pertinent. Ces énoncés sont formulés uniquement en date du présent rapport de gestion. AltaGas n'a pas l'intention de les mettre à jour et n'y est pas tenue, sauf exigence de la loi. Les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion sont présentés expressément sous réserve de la présente mise en garde.

Le présent rapport de gestion contient des perspectives sur la performance financière, la situation financière et les flux de trésorerie futurs, qui sont établies en se fondant sur des hypothèses au sujet d'événements futurs, notamment les conditions économiques et les lignes de conduite futures qui sont fondées sur l'évaluation par la direction d'AltaGas des informations pertinentes disponibles actuellement. Le lecteur ne doit pas utiliser ces perspectives financières à des fins autres que celles pour lesquelles elles sont présentées dans le présent rapport de gestion.

D'autres informations sur AltaGas, y compris le rapport de gestion et les états financiers consolidés annuels et trimestriels, la notice annuelle et les communiqués, sont aussi disponibles dans le site Web d'AltaGas à l'adresse www.altagas.ca ou dans le site de SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

Aperçu des activités d'AltaGas et organisation

AltaGas est un chef de file nord-américain des infrastructures d'énergie qui assure l'acheminement du gaz naturel et de liquides de gaz naturel (LGN) sur les marchés à l'échelle nationale et internationale. La Société exerce des activités diversifiées, à faible risque et à forte croissance dans les secteurs Services publics et Intermédiaire, afin de dégager une valeur résiliente et durable pour ses parties prenantes.

Dans le secteur Services publics, AltaGas possède et exploite des actifs de services publics à tarifs réglementés qui fournissent du gaz naturel à 1,7 million d'utilisateurs finaux dans cinq juridictions aux États-Unis (Virginie, Maryland, Michigan, District de Columbia et Alaska). L'objectif principal du secteur est de fournir à ses clients une énergie sécuritaire, fiable et abordable en approvisionnant leur domicile et leur lieu de travail en chaleur et en électricité au quotidien. Le secteur permet à AltaGas de dégager des bénéfices et des flux de trésorerie constants grâce à une clientèle composée à environ 70 % d'utilisateurs résidentiels, et d'utilisateurs commerciaux et industriels pour le reste.

Dans le secteur Intermédiaire, la Société possède et exploite d'importants actifs d'infrastructure énergétique principalement axés sur 1) la collecte, le traitement et le fractionnement de la production de gaz naturel brut en gaz naturel de qualité gazoduc et de LGN, et 2) l'acheminement du gaz naturel et de LGN sur les marchés à l'échelle nationale et internationale en aval. Le secteur exploite notamment deux importants terminaux d'exportation de gaz de pétrole liquéfié (GPL) sur la côte ouest nord-américaine, qui exportent du propane et du butane vers des marchés clés en Asie.

Les entreprises d'AltaGas sont exploitées par la Société et plusieurs de ses filiales, y compris, sans s'y limiter, AltaGas Services (U.S.) Inc., AltaGas Utility Holdings (U.S.) Inc., WGL Holdings Inc. (WGL), Wrangler 1 LLC, Wrangler SPE LLC, Washington Gas Resources Corporation, WGL Energy Services, Inc. (WGL Energy Services) et SEMCO Holding Corporation; pour ce qui est du secteur Services publics, Washington Gas Light Company (Washington Gas), Hampshire Gas Company et SEMCO Energy, Inc. (SEMCO); pour ce qui est du secteur Intermédiaire, AltaGas Extraction and Transmission Limited Partnership, AltaGas Pipeline Partnership, AltaGas Processing Partnership, AltaGas Northwest Processing Limited Partnership, Harmattan Gas Processing Limited Partnership, Ridley Island LPG Export Limited Partnership et WGL Midstream Inc. (WGL Midstream); et pour ce qui est des actifs restants du secteur Siège social/autres, AltaGas Power Holdings (U.S.) Inc., WGL Energy Systems, Inc. (WGL Energy Systems) et Blythe Energy Inc. (Blythe). SEMCO exerce ses activités de distribution de gaz naturel au Michigan, sous la dénomination SEMCO Energy Gas Company (SEMCO Gas), ses activités de distribution de gaz naturel en Alaska, sous la dénomination ENSTAR Natural Gas Company (ENSTAR), et sa participation de 65 % dans un service public de stockage de gaz naturel à tarifs réglementés en Alaska, sous la dénomination Cook Inlet Natural Gas Storage Alaska LLC (CINGSA). Petrogas Energy Corporation (Petrogas) a également été ajoutée aux filiales d'AltaGas à la clôture de l'acquisition le 15 décembre 2020.

Acquisition de Petrogas

Le 15 décembre 2020, à la suite de la réception des approbations requises, AltaGas a acquis une participation additionnelle de 37 % dans Petrogas Energy Corp. (l'acquisition de Petrogas) pour une contrepartie en trésorerie totale d'environ 715 millions de dollars à la clôture de l'acquisition. Des paiements conditionnels postérieurs à l'acquisition pouvant atteindre 16 millions de dollars pourraient être versés au plus tard en 2022 en fonction de certains critères, notamment l'atteinte de cibles de bénéfices. AltaGas a financé la transaction en prélevant des montants sur ses facilités de crédit consenties. Par suite de cette transaction, la participation indirecte d'AltaGas dans Petrogas a augmenté pour se fixer à environ 74 %, la participation restante de 26 % étant détenue par Idemitsu Kosan Co., Ltd. (Idemitsu). Depuis la clôture de la transaction, AltaGas contrôle Petrogas et, par conséquent, les résultats de Petrogas ont été consolidés pour la période suivant la clôture.

Petrogas Energy Corp. est une société de logistique dans le secteur intermédiaire en Amérique du Nord qui exerce ses activités depuis 1986. Petrogas exploite une vaste plateforme entièrement intégrée de LGN et de pétrole brut qui offre des services d'approvisionnement, de stockage, de commercialisation et de transport de LGN et de GPL à ses clients au Canada, aux États-Unis et en Asie, et de pétrole brut au Canada et aux États-Unis.

Les activités de Petrogas se déroulent essentiellement dans quatre principaux secteurs :

- **Exportation et distribution de GPL** : Comprend le terminal d'exportation de GPL Ferndale et offre des services d'achat, de vente et de distribution de LGN et de GPL en Amérique du Nord et en Asie.
- **Terminaux nationaux** : Exploite divers terminaux de stockage nord-américains qui soutiennent les activités d'exportation et de distribution de GPL. Ce secteur d'activité conclut également des ententes d'achat ferme à long terme pour les services de gestion, de logistique et d'optimisation.
- **Transport routier et manutention de liquides** : Fournit des services de transport routier en interne et pour des tiers dans l'Ouest canadien et le Nord-Ouest du Pacifique. Comprend des services de transport de GPL, de pétrole brut, de fluides de forage et d'eau produite.
- **Fluides et combustibles de puits** : Exploite deux installations de production axées sur le développement et la production de fluides de forage, de carburéacteur, de combustible de chauffage et de mazout.

Les secteurs Exportation et distribution de GPL et Terminaux nationaux constituent les actifs les plus importants de Petrogas et, par le passé, représentaient la majeure partie du BAIIA normalisé de Petrogas.

Le terminal Ferndale est une installation d'exportation de GPL située sur la côte ouest des États-Unis près de Ferndale, dans l'État de Washington, soit à environ 100 milles au nord de Seattle. Le délai d'expédition moyen vers l'Asie est d'environ onze jours en mer en utilisant des navires très gros porteurs à partir de l'installation. Par conséquent, cet emplacement procure un avantage d'exportation structurel semblable à celui de l'installation Ridley Island Propane Export Terminal (RIPET) d'AltaGas, comparativement aux divers terminaux d'exportation de GPL situés sur la côte du golfe du Mexique aux États-Unis. Le terminal Ferndale dispose d'un réservoir de stockage réfrigéré et est relié directement aux raffineries locales. Tout comme l'installation d'exportation de RIPET d'AltaGas, les volumes de GPL exportés depuis Ferndale sont acheminés vers divers marchés asiatiques et offrent à ces régions d'importation clés une option de matière première plus écologique et à faible teneur en carbone.

L'installation de chargement ferroviaire et de transport routier de Petrogas à Fort Saskatchewan, ainsi que d'autres installations de stockage au Canada et aux États-Unis, élargit la zone d'approvisionnement en LGN d'AltaGas et améliore les capacités de stockage et de logistique de LGN de la Société. Depuis la clôture de l'acquisition, AltaGas dispose d'une flotte d'environ 3 000 wagons supplémentaires, de cinq nouveaux terminaux reliés par voie ferrée et par pipeline, et d'environ 6,3 millions de barils lui conférant une capacité de stockage additionnelle en surface et souterraine. Fort Saskatchewan est relié par pipeline à des installations de fractionnement et de stockage multiproduits au Canada. Les installations de stockage canadiennes de Petrogas, qui sont situées à Fort Saskatchewan, en Alberta, à Sarnia, en Ontario, et à Strathcona, en Alberta, ont une capacité combinée d'environ 4,8 millions de barils de pétrole, de propane, de butane et d'éthylène stockés sur place et reliés par pipeline aux raffineries. Le plus important terminal de stockage de Petrogas aux États-Unis, situé dans l'Indiana, possède deux cavernes de stockage souterraines de propane et de butane. Cette installation est située à proximité de plusieurs raffineries, de parcs de stockage, de pipelines reliés aux raffineries et aux installations de produits chimiques de la région, et dispose de points d'entrée et de sortie par camion et par train.

Points saillants de 2020

(Le BAIIA normalisé, les liquidités provenant de l'exploitation normalisées, le bénéfice net normalisé, la dette nette et le ratio de la dette nette sur le total de la capitalisation sont des mesures financières non conformes aux PCGR. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion).

Faits saillants de la croissance et de l'exploitation

- Le 15 décembre 2020, AltaGas a clôturé l'acquisition de Petrogas pour une contrepartie en trésorerie totale d'environ 715 millions de dollars, à laquelle pourraient s'ajouter des paiements conditionnels postérieurs à l'acquisition pouvant atteindre 16 millions de dollars. La participation d'AltaGas dans Petrogas s'élève maintenant à environ 74 %, et la participation restante de 26 % est détenue indirectement par Idemitsu.
- Le 21 août 2020, la Régie de l'énergie du Canada (REC) a octroyé à AltaGas un permis supplémentaire d'une durée de 25 ans lui permettant d'exporter jusqu'à 46 000 b/j de propane sur les marchés nord-américains et mondiaux depuis RIPET, portant ainsi la capacité d'exportation totale de propane sous permis de 25 ans à 92 000 b/j. En décembre 2020, le ministre des Ressources naturelles a approuvé le permis additionnel.
- Le 14 février 2020, WGL Midstream a conclu une entente de gestion d'actif avec Consolidated Edison Company of New York, Inc. (ConEd) qui confère à ConEd le droit d'utiliser la capacité de transport de WGL Midstream de 50 000 décathermes par jour sur le projet d'expansion MarketLink pour la période allant du 1^{er} avril 2020 au 1^{er} avril 2035.
- Le 16 janvier 2020, AltaGas a reçu l'approbation de la California Public Utilities Commission pour le renouvellement du contrat de la centrale de Blythe avec Southern California Edison (SCE). En vertu de l'entente tarifaire, SCE détient les droits exclusifs à l'égard de la totalité de la capacité, de l'énergie des services auxiliaires et des avantages liés au caractère adéquat des ressources, du 1^{er} août 2020 au 31 décembre 2023.

Ventes d'actifs closes

- Le 31 mars 2020, l'Office d'investissement des régimes de pensions du secteur public et l'Alberta Teachers' Retirement Fund Board ont fait l'acquisition de toutes les actions ordinaires émises et en circulation d'AltaGas Canada Inc. (ACI) pour un montant de 33,50 \$ par action. AltaGas détenait 11 025 000 actions ordinaires (environ 37 %) d'ACI et a reçu un produit au comptant d'environ 369 millions de dollars à la clôture. Un gain avant impôts à la cession d'environ 206 millions de dollars a été comptabilisé au premier trimestre de 2020.
- Au troisième trimestre de 2020, AltaGas a clôturé la cession d'AltaGas Pomona Energy Storage Inc. (Pomona) et d'un terrain lié à une installation de stockage à batteries, ainsi que d'AltaGas Ripon Energy Inc. (Ripon), une petite centrale alimentée au gaz naturel, toutes deux situées en Californie. Le produit brut total de la cession, compte non tenu du fonds de roulement et d'autres ajustements, s'est établi à environ 67 millions de dollars, ce qui a donné lieu à un gain avant impôts de 8 millions de dollars.

Faits nouveaux en matière de réglementation

- Le 11 décembre 2020, la Public Service Commission of the District of Columbia (PSC du DC) a approuvé un plan triennal de 150 millions de dollars américains concernant la deuxième étape du projet PROJECTpipes de Washington Gas pour la période de 2021 à 2023, ainsi que le recouvrement des frais supplémentaires connexes.
- Le 28 août 2020, Washington Gas a déposé une demande tarifaire au Maryland demandant une hausse des tarifs de base de 28 millions de dollars américains, dont environ 6 millions de dollars américains renvoient actuellement à des coûts perçus au moyen des frais supplémentaires liés au programme Strategic Infrastructure Development Enhancement (STRIDE) pour la mise à niveau des réseaux. Les audiences de témoins ont eu lieu entre le 7 janvier et le 11 janvier 2021. La Commission devrait rendre une décision finale vers la fin du mois de mars 2021.
- En avril 2020, l'Assemblée législative de l'Alaska a adopté une loi et les commissions de réglementation du District de Columbia, du Maryland, de la Virginie et du Michigan ont émis des ordonnances permettant aux services publics d'établir des actifs réglementaires pour enregistrer les coûts supplémentaires liés à la COVID-19 qui seront évalués en vue de leur recouvrement dans le cadre de procédures futures.
- Le 13 janvier 2020, Washington Gas a déposé une demande tarifaire auprès du District de Columbia demandant une augmentation de 35 millions de dollars américains des tarifs de base, dont 9 millions de dollars américains en frais supplémentaires annuels au titre du programme PROJECTpipes que payent actuellement les clients pour le remplacement accéléré des conduites. Washington Gas a aussi demandé l'approbation d'un mécanisme de normalisation des produits visant à réduire les fluctuations des factures des clients en raison de la variation de la consommation selon les conditions météorologiques. Des mécanismes semblables sont en place au Maryland et en Virginie. Le 8 décembre 2020, Washington Gas a déposé une requête auprès de la PSC du DC sollicitant

l'approbation d'une entente de règlement afin de résoudre les questions au dossier. Les audiences de témoins ont été suspendues, et la PSC du DC a tenu une audience publique le 27 janvier 2021 pour étudier l'entente de règlement. Le 24 février 2021, la PSC du DC a approuvé la révision des tarifs de base de 20 millions de dollars américains recommandée dans l'entente de règlement. Les nouveaux tarifs entreront en vigueur le 1^{er} avril 2021.

Autres faits saillants

- AltaGas continue de suivre de près l'évolution de la COVID-19, y compris son incidence actuelle et potentielle sur les économies mondiales et locales dans les territoires où elle exerce ses activités. L'équipe de direction et des équipes interfonctionnelles, lesquelles ont été établies à la fin de janvier, continuent de se réunir régulièrement pour aligner leur stratégie et leurs efforts dans tous les secteurs de la Société. L'approche d'AltaGas demeurera fondée sur les risques et sur ses valeurs fondamentales. La plus grande priorité de la Société est la santé et la sécurité des employés, des clients, des sous-traitants et des collectivités dans lesquelles elle exerce ses activités, et c'est ce qui guide tous les aspects de ces initiatives.
- Le 1^{er} avril 2020, AltaGas a annoncé qu'elle ferait don de 1 million de dollars à des partenaires communautaires des territoires où elle exerce ses activités en soutien aux efforts concernant la pandémie de COVID-19. Ces fonds ont été distribués à des organismes partenaires qui viennent directement en aide aux communautés locales et qui fournissent un soutien primordial aux travailleurs des soins de santé qui font face à la crise sanitaire.
- Au premier trimestre de 2020, AltaGas a modifié ses secteurs isolables pour les aligner sur la structure de ses activités après les ventes d'actifs en 2019 dans le cadre de son programme de monétisation d'actifs. Après ces changements, AltaGas s'est recentrée sur ses principaux secteurs Services publics et Intermédiaire. Conformément à la vision stratégique de la direction pour les activités et la base sur laquelle cette dernière évalue la performance et attribue les ressources, AltaGas compte à partir de 2020 deux secteurs d'exploitation : Services publics, qui comprend maintenant les activités de commercialisation au détail de WGL, et Intermédiaire. Ces secteurs d'exploitation n'ont pas été regroupés lors de la détermination des secteurs isolables d'AltaGas. Tous les autres actifs sont présentés dans le secteur Siège social/autres. L'information sectorielle de la période correspondante de l'exercice précédent a été retraitée pour qu'elle soit conforme à la présentation des secteurs isolables utilisée pour la période considérée.
- Le 9 janvier 2020, AltaGas a annoncé la nomination au conseil d'administration de deux nouvelles administratrices indépendantes, Linda Sullivan et Nancy Tower. De plus, AltaGas a annoncé le départ de Daryl Gilbert du conseil d'administration après l'assemblée annuelle des actionnaires d'AltaGas qui a eu lieu en mai 2020.
- Au troisième trimestre de 2020, Painted Pony Energy Ltd. (Painted Pony), l'une des contreparties importantes d'AltaGas dans le nord-est de la Colombie-Britannique, a annoncé qu'elle avait conclu une entente visant son acquisition par Canadian Natural Resources Limited. Les actionnaires de Painted Pony ont approuvé le plan d'arrangement le 1^{er} octobre 2020, et la transaction a été réalisée le 6 octobre 2020. En outre, au troisième trimestre de 2020, ConocoPhillips a acquis auprès de Kelt Exploration Ltd., autre contrepartie d'AltaGas, des actifs pétroliers et gaziers de la division Inga/Fireweed/Stoddard dans la région de Montney. Toutes les conventions d'exploitation d'AltaGas demeurent en vigueur. Ces transactions ont entraîné une augmentation importante de la solvabilité des contreparties d'AltaGas dans le nord-est de la Colombie-Britannique.
- Le 21 avril 2020, SEMCO a conclu un placement privé de 450 millions de dollars américains d'obligations hypothécaires de premier rang en deux tranches de 225 millions de dollars américains chacune. Une tranche est d'une durée de 10 ans et porte intérêt au taux nominal de 2,45 % tandis que l'autre tranche est d'une durée de 30 ans et porte intérêt au taux nominal de 3,15 %. Le produit a servi à rembourser les montants prélevés sur les facilités de crédit et les billets de 300 millions de dollars américains qui sont arrivés à échéance en avril 2020.
- Le 10 juin 2020, AltaGas a clos l'émission de billets à moyen terme non garantis de premier rang d'un montant en capital de 500 millions de dollars, au taux nominal de 2,157 % et échéant le 10 juin 2025. Le produit de l'émission a été affecté au remboursement de dettes existantes sur les facilités de crédit d'AltaGas et à des fins générales de l'entreprise. Comme le taux nominal est moins élevé que le taux d'emprunt des dettes remboursées, AltaGas prévoit des économies de coûts d'environ 6 millions de dollars par année.
- Le 30 septembre 2020, 35 180 des 5 511 220 actions privilégiées rachetables à taux fixe ajustable tous les cinq ans et à dividendes cumulatifs de série A (actions privilégiées de série A) en circulation ont été converties en actions privilégiées à taux variable et à dividendes cumulatifs de série B (actions privilégiées de série B), et 1 270 639 des 2 488 780 actions privilégiées de série B ont été converties en actions privilégiées de série A. En raison de ces conversions, AltaGas détient 6 746 679 actions privilégiées de série A et 1 253 321 actions privilégiées de série B.
- Le 30 novembre 2020, AltaGas a clos l'émission de billets à moyen terme non garantis de premier rang d'un montant en capital de 500 millions de dollars, au taux nominal de 2,075 % et échéant le 30 mai 2028, et de billets à moyen terme non garantis de premier rang d'un montant en capital de 200 millions de dollars, au taux nominal de 2,477 % et échéant le 30 novembre 2030. Le produit net de l'émission a été affecté au remboursement de dettes existantes sur

les facilités de crédit d'AltaGas, au financement du rachat de toutes les actions privilégiées rachetables à taux minimal ajustable tous les cinq ans et à dividendes cumulatifs de série I émises et en circulation d'AltaGas, et à des fins générales de l'entreprise. En raison de l'émission, AltaGas prévoit réaliser des économies moyennes en trésorerie d'environ 12 millions de dollars par année.

- Le 10 décembre 2020, Washington Gas a clos l'émission de billets à moyen terme d'un montant en capital de 100 millions de dollars américains, au taux nominal de 3,65 % et échéant le 15 septembre 2049.
- Le 31 décembre 2020, AltaGas a racheté la totalité de ses 8 millions d'actions privilégiées rachetables à taux minimal ajustable tous les cinq ans et à dividendes cumulatifs de série I émises et en circulation à un prix de rachat correspondant à 25 \$ par action.

Faits saillants financiers

- BAIIA normalisé de 1 310 millions de dollars, contre 1 302 millions de dollars en 2019
- Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation de 773 millions de dollars (2,77 \$ par action), contre 616 millions de dollars (2,22 \$ par action) en 2019
- Liquidités provenant de l'exploitation normalisées de 1 003 millions de dollars (3,59 \$ par action), contre 895 millions de dollars (3,23 \$ par action) en 2019
- Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires de 486 millions de dollars (1,74 \$ par action), contre 769 millions de dollars (2,78 \$ par action) en 2019
- Bénéfice net normalisé de 396 millions de dollars (1,42 \$ par action), comparativement à 347 millions de dollars (1,25 \$ par action) en 2019
- Dette nette de 8,2 milliards de dollars au 31 décembre 2020, contre 7,2 milliards de dollars au 31 décembre 2019
- Ratio de la dette nette sur le total de la capitalisation de 52 % au 31 décembre 2020, contre 49 % au 31 décembre 2019

Faits saillants après la clôture de l'exercice

- Le 2 février 2021, AltaGas a annoncé la nomination d'un nouvel administrateur indépendant au conseil d'administration, Jon-Al Duplantier, qui est entré en fonction à cette date. AltaGas a également annoncé le départ prévu d'Allan Edgeworth du conseil d'administration après la prochaine assemblée annuelle des actionnaires d'AltaGas, qui aura lieu à la fin avril 2021.

Mission, vision et objectif d'AltaGas

La vision d'AltaGas est d'être une entreprise d'infrastructure nord-américaine de premier plan qui relie le gaz naturel et les liquides de gaz naturel aux marchés nationaux et mondiaux. La mission de la Société est d'améliorer la qualité de vie de ses clients en les reliant de façon sécuritaire et fiable à des sources d'énergie abordables au quotidien et dans l'avenir. L'équipe d'AltaGas, qui compte près de 3 000 employés travaillant ensemble à l'atteinte de cet objectif, demeure fondée sur les valeurs fondamentales de la Société. Ces valeurs constituent le fondement des relations entre la Société, ses clients, ses partenaires autochtones et les autres parties prenantes, et servent de modèle pour assurer un avenir durable. AltaGas estime que l'accès à une énergie fiable et abordable est essentiel pour améliorer la qualité de vie des gens, réduire les obstacles physiques, favoriser l'accès à l'éducation et stimuler la croissance économique. Ainsi, la Société s'est engagée à respecter ses principes fondamentaux, soit de mener des activités sûres et fiables, de fournir l'énergie essentielle dont ses clients ont besoin et d'honorer le contrat social et moral qu'AltaGas a conclu avec les collectivités qu'elle sert.

Stratégie de base

La stratégie à long terme d'AltaGas est de proposer des activités diversifiées, à faible risque et à forte croissance dans les secteurs Services publics et Intermédiaire, afin de dégager une valeur résiliente et durable pour ses parties prenantes. Cette stratégie vise notamment à assurer aux actionnaires de la Société un rendement régulier du capital en leur versant des dividendes et en leur donnant la possibilité de réaliser une plus-value grâce à une croissance soutenue et durable.

Le plan d'AltaGas pour assurer un rendement régulier du capital consiste à augmenter le dividende annuellement de manière régulière et durable, qui fera l'objet d'une capitalisation dans les exercices à venir et sera soutenu par la croissance durable du bénéfice par action, ainsi que par la diminution des ratios de levier et des ratios de distribution. La croissance de la Société devrait découler de l'optimisation des actifs existants d'AltaGas, qui lui permettent de dégager des rendements appropriés, ainsi que du déploiement de nouveaux capitaux principalement axés sur des initiatives de croissance interne qui sont fondées sur le respect des seuils de rendement de base.

AltaGas estime que ses actifs actuels sont bien positionnés pour atteindre cet objectif. Ces actifs comprennent l'exploitation d'une vaste plateforme de services publics à tarifs réglementés qui génère des bénéfices et des flux de trésorerie stables et couvre une zone géographique diversifiée et fortement axée sur l'utilisation résidentielle. La plateforme du secteur Services publics procure également des occasions de croissance soutenue axées sur les programmes de remplacement accéléré des conduites, qui visent à remplacer des infrastructures vieillissantes, à réduire les émissions de méthane en colmatant les fuites, et à améliorer la sécurité et la fiabilité de la distribution d'une énergie abordable. Ces actifs comprennent également l'exploitation d'une plateforme de pointe ciblée dans le secteur Intermédiaire qu'AltaGas considère comme avantageuse considérant la direction que prendra le marché au cours des trois à cinq prochaines années, qui comprend notamment une empreinte importante dans le gisement de Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique et des exportations de GPL depuis les deux seuls terminaux de la côte ouest nord-américaine.

En 2021, AltaGas compte se concentrer sur la poursuite de sa stratégie à long terme axée sur la diversification de ses activités dans les secteurs Services publics et Intermédiaire afin de dégager une valeur résiliente et durable pour ses parties prenantes qui sera capitalisée à long terme. À cet effet, les priorités stratégiques de 2021 sont :

- Continuer d'approvisionner en gaz naturel et en GPL des marchés à l'échelle nationale et internationale de façon sécuritaire, fiable et efficace
- Développer le modèle d'excellence opérationnelle d'AltaGas pour améliorer les processus d'affaires et gérer rigoureusement les coûts afin d'améliorer l'expérience client et les rendements
- Fournir des activités intermédiaires et d'exportation énergétique de premier plan en tirant le meilleur parti de l'utilisation des actifs existants, ainsi qu'en intégrant et en optimisant les activités de Petrogas pour faire progresser la stratégie d'exportation d'énergie propre à AltaGas
- Maintenir une approche rigoureuse quant à l'affectation du capital selon un modèle d'autofinancement qui continue de réduire la dette au bilan et d'accroître la souplesse financière à long terme, étant donné la possibilité de réduire encore la dette grâce à la vente éventuelle d'actifs non essentiels

Le conseil d'administration participe activement à l'élaboration de la stratégie d'AltaGas. La Société évalue continuellement les tendances macro et microéconomiques qui ont une incidence sur les activités et cherche des occasions de générer de la valeur pour ses parties prenantes et d'en assurer la protection. AltaGas cherche des occasions qui répondent à des critères stratégiques, opérationnels et financiers pour s'assurer qu'elles s'inscrivent dans la stratégie à long terme et qu'elles offrent un potentiel de croissance interne continu, des profils de risque favorables et de bons rendements ajustés en fonction du risque.

Perspectives pour 2021

En 2021, AltaGas s'attend à dégager un BAIIA normalisé annuel d'environ 1,4 à 1,5 milliard de dollars, et un bénéfice par action normalisé d'environ 1,45 \$ à 1,55 \$ par action, en supposant un taux d'imposition effectif d'environ 23 %.

Le secteur Services publics devrait contribuer à hauteur d'environ 60 % au BAIIA normalisé, sa croissance étant principalement alimentée par la croissance des produits découlant de demandes tarifaires réglées antérieurement, l'augmentation des dépenses dans le cadre des programmes d'investissement accéléré, l'incidence de la demande tarifaire de Washington Gas pour le District de Columbia qui a été réglée, l'incidence attendue de la demande tarifaire pour le Maryland qui devrait être réglée à court terme, les activités d'optimisation des coûts d'exploitation actuels et la croissance modeste de la clientèle, le tout en partie contrebalancé par l'incidence favorable non récurrente du changement de méthode comptable touchant les régimes de retraite en 2020. La croissance prévue dans le secteur Intermédiaire, essentiellement alimentée par

les activités d'intégration et d'optimisation de Petrogas, la hausse des volumes d'exportation à RIPET et l'augmentation des volumes des centrales du nord-est en Colombie-Britannique, devrait être contrebalancée en partie par le recul des prix des produits de base et l'incidence d'une modification apportée en 2018 ayant consisté à combiner et à prolonger des contrats, avec prise d'effet en 2021. Le bénéfice du secteur Intermédiaire est alimenté à environ 60 % par des contrats d'achat ferme, des contrats en fonction du coût du service et des contrats conclus à un prix forfaitaire aux installations du secteur Intermédiaire et par des ententes tarifaires aux installations d'exportation. Le BAIIA normalisé du secteur Siège social/autres, qui comprend les actifs d'électricité restants d'AltaGas, devrait diminuer en 2021 essentiellement en raison des ventes d'actifs réalisées en 2020 et des recouvrements liés à la Subvention salariale d'urgence du Canada (SSUC) en 2020. Globalement, la croissance devrait contrebalancer la perte de BAIIA normalisé attribuable à l'incidence pour un exercice complet des ventes d'actifs réalisées en 2020 et l'incidence des ventes d'actifs prévues en 2021.

Globalement, les prévisions de BAIIA normalisé et de bénéfice par action normalisé tiennent compte d'hypothèses sur le taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien. L'incidence de la pandémie de COVID-19 sur les secteurs d'activité d'AltaGas devrait être moins marquée qu'en 2020. Dans chacun des secteurs, le rendement des activités sous-jacentes peut varier. Tout écart par rapport aux hypothèses actuelles d'AltaGas pourrait avoir une incidence sur le BAIIA normalisé et le bénéfice par action normalisé. Se reporter à la rubrique «Gestion du risque» pour plus de détails sur les risques découlant de la pandémie de COVID-19 pour AltaGas.

AltaGas estime qu'en moyenne environ 9 000 b/j de LGN seront exposés aux différentiels de fractionnement, compte non tenu des activités de couverture. AltaGas prévoit gérer les volumes de LGN exposés aux différentiels de fractionnement de 2021 grâce à un programme de couverture, ces volumes étant couverts à environ 97 % pour 2021.

À RIPET et à Ferndale, les marges sur le prix des LGN sont protégées par les programmes de couverture exhaustifs d'AltaGas. Environ 67 % des volumes qui ne sont pas visés par des ententes tarifaires à RIPET sont actuellement couverts financièrement à un écart entre le Far East Index et Mont Belvieu d'environ 10 \$ US/b. À Ferndale, environ 12 % des volumes de propane et de butane sont actuellement couverts à un écart entre le Far East Index et Conway d'environ 14 \$ US/b pour le propane et à un écart entre le Far East Index et le prix d'achat du butane d'environ 28 \$ US/b. Globalement, environ 60 % des volumes d'exportation de propane d'AltaGas sont couverts pour 2021. AltaGas entend gérer les installations d'exportation de sorte que l'expansion de la capacité annuelle soit visée par des ententes tarifaires, et prévoit atteindre cet objectif au cours des prochaines années.

Analyse de sensibilité

Des facteurs tels que les fluctuations des prix des produits de base, les taux de change et les conditions météorologiques ont une incidence sur la performance financière d'AltaGas. Le tableau suivant présente les effets possibles de ces principaux facteurs sur le BAIIA normalisé prévu d'AltaGas pour 2021.

Facteur	Augmentation ou diminution	Incidence approximative sur le BAIIA normalisé (en millions de dollars)
Variation degrés-jours par rapport à la normale précédente – Services publics ¹	5 %	10
Variation du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain	0,05	35
Écart de prix du propane, pour RIPET, entre le Far East Index et Mont Belvieu ²	1 \$ US/b	19
Taux d'actualisation appliqué aux régimes de retraite	1 %	20

1) Les degrés-jours – Services publics sont associés aux zones servies par SEMCO Gas, ENSTAR et le District de Columbia. Les degrés-jours représentent une mesure de la froideur déterminée quotidiennement en nombre de degrés où la température moyenne du jour en question se situe en dessous de 65 degrés Fahrenheit. Les degrés-jours pour une période donnée correspondent à la moyenne des degrés-jours au cours des 15 années précédentes pour SEMCO Gas, au cours des 10 années précédentes pour ENSTAR et au cours des 30 années précédentes pour Washington Gas.

2) L'analyse de sensibilité est présentée déduction faite des couvertures en place. L'incidence sur le BAIIA des variations de l'écart pourrait varier et est gérée grâce à un programme de couverture.

Capital de croissance

Pour les projets actuellement envisagés, en développement ou en construction, AltaGas prévoit des dépenses en immobilisations nettes d'environ 910 millions de dollars en 2021. Ces dépenses en immobilisations devraient être concentrées en majeure partie sur des projets de la plateforme Services publics, qui devraient permettre une croissance stable et transparente de la base tarifaire et de forts rendements ajustés en fonction des risques. Le secteur Services publics devrait représenter environ 80 à 85 % du total des dépenses en immobilisations, le secteur Intermédiaire, environ 15 à 20 %, et le Secteur Siège social/autres, le reste. En 2021, les dépenses en immobilisations pour le secteur Services publics seront axées principalement sur les programmes de remplacement accéléré des conduites, la croissance de la clientèle et l'amélioration du réseau. Dans le secteur Intermédiaire, les dépenses en immobilisations devraient servir principalement à la construction de Nig Creek et à son agrandissement, à des dépenses d'entretien et d'administration, à l'optimisation des actifs existants et à de nouvelles activités de développement. Du total des dépenses en immobilisations en 2021, environ 45 à 55 millions de dollars devraient aller aux dépenses en immobilisations liées à l'entretien des actifs du secteur Intermédiaire et des actifs d'électricité restants dans le secteur Siège social/autres. La Société continue de se concentrer sur une croissance interne efficace en matière de capital grâce à une affectation disciplinée du capital tout en améliorant la solidité et la souplesse du bilan.

Les engagements de dépenses en immobilisations de 2021 d'AltaGas devraient être financés par les flux de trésorerie générés en interne et les emprunts sur les facilités de crédit actuellement consenties dans le cours normal des affaires.

Mise à jour sur les projets de croissance

Le tableau suivant présente un résumé de l'état des projets importants auxquels AltaGas affecte du capital de croissance.

Projet	Participation d'AltaGas	Coût estimé ¹	Dépenses à ce jour ²	État	Mise en service prévue
Projets du secteur Intermédiaire					
Agrandissement de Nig Creek	50 %	58 millions de dollars	16 millions de dollars	L'installation Nig Creek sera agrandie en deux étapes. La première étape vise l'augmentation de la capacité actuelle de 55 mmpc/j (27,5 mmpc/j, capacité nette) par l'ajout de dispositifs de compression d'amenée, de compression des ventes et d'autres matériels de production. La deuxième étape permettra d'augmenter encore la capacité brute de 25 mmpc/j (12,5 mmpc/j, capacité nette) et comprendra une usine de coupe lourde pour la récupération additionnelle de liquides.	La première étape devrait être mise en service au début du T3-2021 et la deuxième étape, au T2-2022.
Mountain Valley Pipeline (Mountain Valley)	10 %	352 millions de dollars américains	352 millions de dollars américains	Au 31 décembre 2020, le projet était terminé à environ 92 %, ce qui comprend la construction de toutes les interconnexions originales et des stations de compression. Le 9 novembre 2020, la Cour d'appel des États-Unis pour le quatrième circuit a accueilli la demande de certains groupes environnementaux et accordé un sursis dans l'attente du règlement d'un litige concernant la vérification par l'Army Corps of Engineers des États-Unis des traverses de cours d'eau dans le cadre du projet, en vertu d'un permis général connu sous le nom de Nationwide Permit 12. Par conséquent, la mise en service visée est maintenant prévue pour le deuxième semestre de 2021. Malgré ces retards, le risque d'AltaGas est contractuellement plafonné au montant initial des apports estimés d'environ 352 millions de dollars américains.	T4-2021 en raison des contestations juridiques et réglementaires en cours
Projet MVP Southgate	5 %	20 millions de dollars américains	4 millions de dollars américains	La construction devrait commencer au troisième trimestre de 2021, malgré la décision du North Carolina Department of Environmental Quality de rejeter la demande présentée par MVP Southgate visant l'obtention d'une certification étatique en vertu de l'article 401 de la loi intitulée <i>Clean Water Act</i> . La décision devrait être portée en appel. Jusqu'à maintenant, les dépenses sont liées à l'arpentage, à l'acquisition de terrains, et à l'obtention de permis et d'autorisations réglementaires.	T3-2022 en raison des contestations juridiques et réglementaires en cours

Projet	Participation d'AltaGas	Coût estimé ¹	Dépenses à ce jour ²	État	Mise en service prévue
Projets du secteur Services publics					
Programmes de remplacement accéléré de conduites – District de Columbia	100 %	Environ 150 millions de dollars américains sur une période de trois ans, de janvier 2021 à décembre 2023, plus des dépenses additionnelles au cours des périodes subséquentes	néant ³	Washington Gas a présenté une demande concernant la deuxième étape du projet PROJECT <i>pipes</i> auprès de la PSC du DC. En attendant, en mars 2020, la PSC du DC a approuvé une prolongation additionnelle de six mois, du 1 ^{er} avril 2020 au 30 septembre 2020, pour la première étape du projet, pour un montant maximal d'environ 13 millions de dollars américains. Le 11 août 2020, la PSC du DC a suspendu le calendrier procédural et le 10 septembre 2020, la première étape du projet PROJECT <i>pipes</i> a été prolongée de trois mois, la portant au 30 décembre 2020, ou jusqu'à ce qu'une décision soit rendue à cet égard, pour un montant maximal d'environ 6 millions de dollars américains. Après avoir déterminé que le litige ne portait pas sur des éléments de fait importants, la PSC du DC a décidé qu'elle ne tiendrait pas d'audiences de témoins et a prolongé la surcharge au titre du projet PROJECT <i>pipes</i> jusqu'à la fin décembre 2020. Le 11 décembre 2020, la PSC du DC a approuvé un plan triennal de 150 millions de dollars américains couvrant la période du 1 ^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2023. La PSC du DC a également approuvé le maintien de la surcharge au titre du projet PROJECT <i>pipes</i> actuellement en vigueur.	Les actifs sont mis en service tout au long du programme.
Programmes de remplacement accéléré de conduites – Maryland	100 %	Environ 350 millions de dollars américains sur une période de cinq ans, de janvier 2019 à décembre 2023, plus des dépenses additionnelles au cours des périodes subséquentes	125 millions de dollars américains ³	La deuxième étape des programmes de remplacement accéléré de conduites du Maryland (STRIDE 2.0) a commencé en janvier 2019.	Les actifs sont mis en service tout au long du programme.
Programmes de remplacement accéléré de conduites – Virginie	100 %	Environ 500 millions de dollars américains sur une période de cinq ans, de janvier 2018 à décembre 2022, plus des dépenses additionnelles au cours des périodes subséquentes	275 millions de dollars américains ³	La deuxième étape des programmes de remplacement accéléré de conduites de la Virginie (SAVE 2.0) a commencé en janvier 2018.	Les actifs sont mis en service tout au long du programme.
Programmes de remplacement accéléré de conduites – Michigan	100 %	Environ 115 millions de dollars américains sur une période de cinq ans, de 2021 à 2026	néant ³	Un nouveau programme de remplacement des conduites maîtresses (MRP) a été accepté dans la dernière demande tarifaire, réglée récemment, de SEMCO. Le nouveau MRP sur cinq ans commencera en 2021 et prévoit des dépenses totales d'environ 60 millions de dollars américains. En plus du nouveau programme de MRP, SEMCO s'est vu accorder un nouveau programme d'amélioration de la fiabilité des infrastructures, aussi sur cinq ans à partir de 2021, qui prévoit des dépenses totales d'environ 55 millions de dollars américains.	Les actifs sont mis en service tout au long du programme.

- 1) Les montants sont estimatifs et peuvent changer selon divers facteurs. Lorsque cela est approprié, les montants reflètent la quote-part d'AltaGas des projets.
- 2) Les dépenses faites à ce jour reflètent le total des dépenses cumulatives engagées depuis le début des projets jusqu'au 31 décembre 2020. Pour les projets de WGL, cela inclut aussi les dépenses avant la clôture de l'acquisition de WGL le 6 juillet 2018.
- 3) Les programmes de remplacement accéléré de conduites des services publics sont des projets à long terme comportant de nombreuses étapes et pour lesquels les dépenses sont approuvées par les organismes de réglementation; ils sont gérés sur une base pluriannuelle. Les dépenses à ce jour incluent uniquement les montants au titre des programmes en cours décrits précédemment et excluent les dépenses engagées dans le cadre des phases précédentes des programmes. Les montants figurant dans les documents déposés devant les organismes de réglementation peuvent différer des montants présentés.

Services publics

Description des actifs

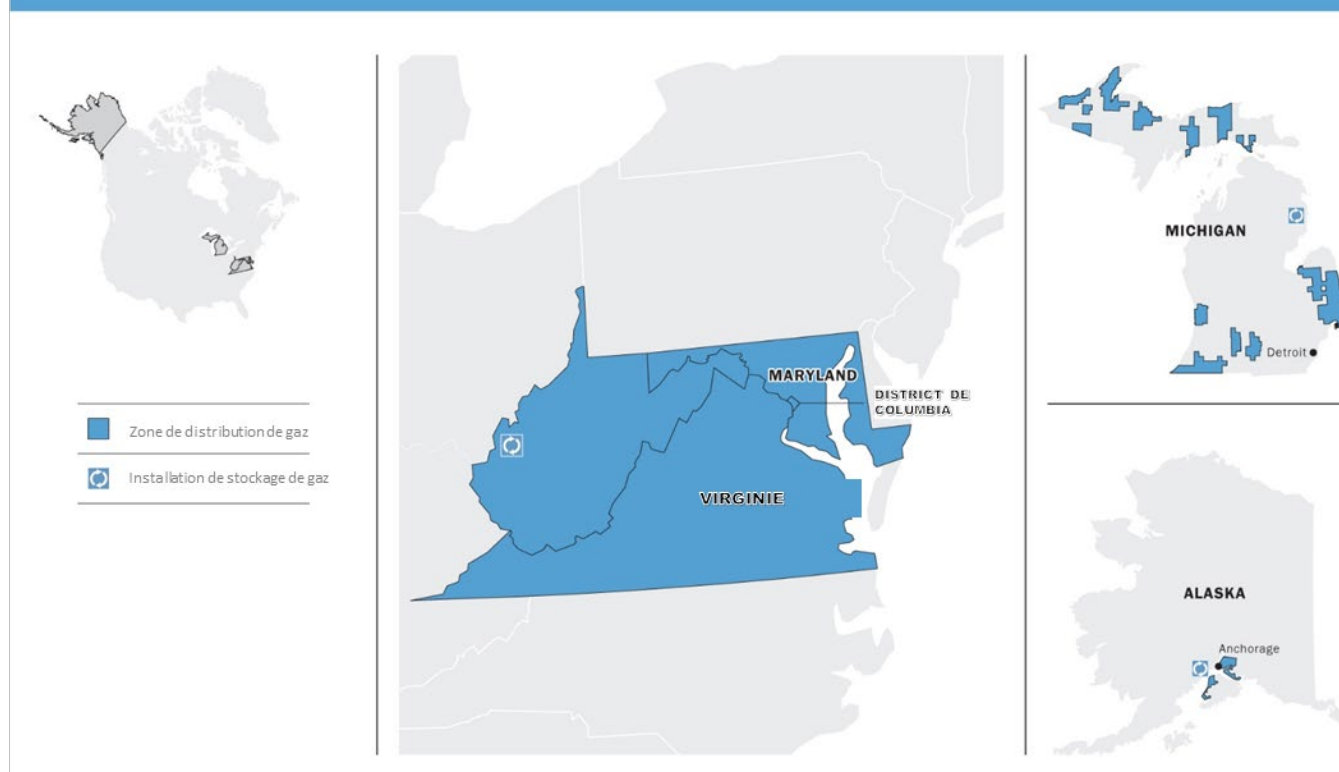
AltaGas possède et exploite des actifs de services publics qui stockent et livrent du gaz naturel à des utilisateurs finaux de la Virginie, du Maryland, du Michigan, du District de Columbia et de l'Alaska, soit environ 1,7 million de clients, pour une base tarifaire combinée d'environ 4,3 milliards de dollars américains.

Les services publics bénéficient de rendements tirés d'activités à tarifs réglementés et de cadres réglementaires qui permettent habituellement de dégager des bénéfices et des flux de trésorerie constants. Le secteur Services publics accroît la diversification du portefeuille d'actifs d'infrastructure énergétique d'AltaGas et renforce le profil des activités de la Société, permettant ainsi à celle-ci de réaliser son objectif, qui consiste à exercer des activités d'infrastructure énergétique diversifiées, à faible risque et à forte croissance axées sur la création d'une valeur résiliente et durable pour ses parties prenantes grâce à des actifs à longue durée de vie.

Le secteur Services publics comprend ce qui suit :

- Washington Gas en Virginie, au Maryland et dans le District de Columbia
- Hampshire, qui fournit des services à tarifs réglementés de stockage de gaz naturel interétatiques à Washington Gas
- SEMCO Gas au Michigan
- ENSTAR en Alaska
- Une participation de 65 % dans CINGSA en Alaska
- Entreprise de commercialisation au détail de WGL, qui vend de l'électricité et du gaz naturel directement à des clients résidentiels, commerciaux et industriels au Maryland, en Virginie, au Delaware, en Pennsylvanie, en Ohio et dans le District de Columbia

Services publics



Tous les services publics à tarifs réglementés d'AltaGas sont autorisés à dégager un rendement réglementé. Ce rendement tiré de la base tarifaire comprend les frais de financement et le rendement des capitaux propres autorisés par l'organisme de réglementation. Si les coûts réels diffèrent des coûts recouvrables au moyen des tarifs approuvés, l'entreprise de services publics assume le risque lié à cette différence, sauf pour certains coûts qui sont soumis à un traitement différé.

Les bénéfices du secteur Services publics sont saisonniers, puisque les produits sont surtout tributaires de la demande de chauffage au cours des mois d'hiver, principalement de novembre à mars. Par contre, les coûts sont habituellement engagés de façon plus uniforme sur la durée de l'exercice. Cela se traduit en général par des premier et quatrième trimestres plus forts, et des deuxième et troisième trimestres plus faibles. Au Michigan, en Alaska et dans le District de Columbia, les bénéfices peuvent être touchés par les écarts météorologiques par rapport aux conditions normales, ce qui crée des variations dans les volumes de gaz livrés par rapport aux prévisions. L'augmentation du nombre de clients ou un changement de comportement des clients constituent d'autres facteurs susceptibles de faire varier les volumes livrés et, par conséquent, les rendements du secteur Services publics. En Virginie et au Maryland, Washington Gas a mis en place des mécanismes de facturation afin d'éliminer ou d'atténuer les effets des variations dans l'utilisation par les clients causées par les conditions météorologiques et d'autres facteurs tels que la conservation.

Washington Gas

Washington Gas est une entreprise de services publics à tarifs réglementés qui distribue du gaz naturel depuis 1848, et qui offre des services à tarifs réglementés de distribution de gaz naturel aux utilisateurs finaux en Virginie, au Maryland et dans le District de Columbia. À la clôture de 2020, Washington Gas comptait environ 1,2 million de clients, dont environ 81 % étaient des clients résidentiels. Le nombre de clients de Washington Gas a augmenté d'environ 1 % en 2020. Sa base tarifaire au 31 décembre 2020 s'élevait à environ 3,3 milliards de dollars américains. À la clôture de 2020, le RCP réglementé approuvé

pour Washington Gas allait de 9,2 % à 9,7 % dans ses différents territoires, en fonction d'un ratio des capitaux propres de 53,5 % à 55,7 %.

Washington Gas est réglementée par la PSC du DC, la PSC du Maryland et la SCC de la Virginie, qui doivent approuver les conditions de service et les tarifs facturés aux clients. Les tarifs facturés aux clients du secteur Services publics sont prévus pour permettre à Washington Gas de recouvrer ses charges d'exploitation et les coûts du gaz naturel, ainsi que pour lui permettre de dégager un rendement sur l'investissement dans l'actif net utilisé pour la vente ferme et la livraison de gaz naturel.

Washington Gas a mis en place des programmes accélérés de remplacement des conduites dans ses trois territoires d'activités. Washington Gas accélère le remplacement des conduites afin de réduire le risque et ainsi d'accroître la sécurité et la fiabilité du réseau pipelinier. Les organismes de réglementation qui ont juridiction sur les tarifs au détail de Washington Gas ont tous approuvé les programmes accélérés de remplacement des conduites et un mécanisme connexe de frais supplémentaires permettant de recouvrer le coût, y compris un rendement, de ces dépenses en immobilisations. Contrairement à l'approche traditionnelle de tarification des dépenses en immobilisations, pour les programmes de remplacement accéléré des conduites, Washington Gas recouvre les investissements au moyen de frais supplémentaires approuvés pour chaque programme et est autorisée à investir dans ces programmes sur une période de trois à cinq ans.

Les clients de Washington Gas ont la possibilité de s'approvisionner en gaz naturel auprès de tiers marchands aux tarifs non réglementés étant donné le dégroupement des tarifs du gaz naturel. Au 31 décembre 2020, environ 15 % des clients de Washington Gas avaient choisi d'acheter leur gaz à des tiers marchands, ce qui n'a pas eu d'incidence négative sur le bénéfice net de Washington Gas parce que ses marges sont réalisées sur la livraison et la distribution du gaz, et non sur la vente aux clients réguliers.

Washington Gas s'approvisionne en gaz naturel dans plusieurs régions aux États-Unis. Au 31 décembre 2020, Washington Gas avait conclu des ententes de service avec cinq sociétés de pipelines qui offrent directement des services de transport ou de stockage, les échéances de ces ententes s'échelonnant de 2021 à 2039. Washington Gas a aussi conclu des ententes avec différentes entreprises exploitant des pipelines interétatiques et des actifs de stockage afin d'accroître sa capacité d'entreposage et de transport. Dans le cadre de son programme d'optimisation des actifs, Washington Gas utilise ses ressources liées à la capacité de stockage et de transport de gaz naturel lorsqu'elles ne sont pas entièrement utilisées pour servir les clients des services publics. L'objectif de ce programme est de réaliser des profits à partager avec les clients des services publics. Ces profits sont réalisés dans le cadre de contrats prévoyant la livraison ou de dérivés financiers liés aux produits de base conclus avec des tierces parties.

Hampshire

Hampshire possède des installations de stockage de gaz naturel souterraines, y compris des gazoducs de livraison situés dans les environs du comté de Hampshire, en Virginie-Occidentale, et exploite ces installations pour servir Washington Gas. Hampshire est réglementée par la FERC. Washington Gas achète la totalité des services de stockage de Hampshire et inclut le coût de ces services dans les coûts des produits de base sur les factures d'énergie à tarifs réglementés aux clients. Hampshire fonctionne selon un modèle de transfert des coûts du service dans les tarifs approuvés par la FERC.

SEMCO Gas

SEMCO possède et exploite un service public de distribution de gaz naturel réglementé au Michigan sous le nom de SEMCO Gas, et détient une participation dans des installations de stockage de gaz naturel à tarifs réglementés également au Michigan. À la clôture de 2020, SEMCO Gas comptait quelque 313 000 clients. Du nombre, environ 92 % étaient des clients résidentiels. En 2020, SEMCO Gas a vu sa clientèle augmenter d'environ 1 % par suite de la croissance dans les zones de concession et de la conversion de clients au gaz naturel étant donné son prix favorable par rapport à d'autres méthodes de

chauffage. La base tarifaire à la clôture de l'exercice était d'environ 719 millions de dollars américains. En 2020, le RCP réglementé approuvé pour SEMCO Gas était de 9,87 % sur une structure du capital comprenant 45,86 % de capitaux propres.

SEMCO Gas est régie par la MPSC. Elle exerce ses activités en vertu de la réglementation fondée sur le coût du service et utilise les résultats réels du dernier exercice complet, ainsi que les modifications connues et mesurables, dans sa demande de nouveaux tarifs.

SEMCO Gas applique une surcharge au titre du MRP pour recouvrer un montant fixé au titre des dépenses en immobilisations de remplacement de canalisations principales en excédent de ce qui est autorisé dans ses taux de base actuels. Le MRP a commencé en 2011, a fait l'objet d'une prolongation en 2013 et a été renouvelé pour une période additionnelle de cinq ans en 2015. Un nouveau MRP a été approuvé dans le cadre de la demande tarifaire de 2019. Pour les années 2021 à 2025, la moyenne annuelle prévue des dépenses en immobilisations devrait s'établir à environ 12 millions de dollars américains. Les produits du MRP liés au capital inutilisé seront versés dans un compte de passifs réglementaires dont il faudra tenir compte dans le cadre de la prochaine demande tarifaire générale. De plus, un nouveau programme d'amélioration de la fiabilité des infrastructures (PAFI) a été approuvé dans la demande tarifaire de 2019, aux termes de laquelle SEMCO Gas devrait terminer des projets totalisant 55 millions de dollars américains visant à améliorer la fiabilité de l'infrastructure. Les clients se verront facturer des frais supplémentaires à partir de 2021 pour le PAFI.

ENSTAR et CINGSA

SEMCO possède et exploite un service public de distribution de gaz naturel réglementé en Alaska sous le nom de ENSTAR. Par l'intermédiaire d'une filiale, SEMCO détient une participation de 65 % dans CINGSA, service public de stockage de gaz naturels à tarifs réglementés en Alaska. À la clôture de 2020, ENSTAR comptait quelque 149 000 clients dans les secteurs résidentiel, commercial et du transport, dont environ 91 % étaient des clients résidentiels. En 2020, ENSTAR a vu sa clientèle augmenter d'environ 1 % par suite de la croissance dans les zones de concession et de la conversion de clients au gaz naturel étant donné son prix favorable par rapport à d'autres méthodes de chauffage. La base tarifaire à la clôture de l'exercice était d'environ 256 millions de dollars américains pour ENSTAR et de 66 millions de dollars américains pour CINGSA (selon la participation de 65 % de SEMCO).

ENSTAR et CINGSA sont réglementée par la Regulatory Commission of Alaska (RCA) et exercent leurs activités en vertu de la réglementation fondée sur le coût du service, utilisant les résultats réels du dernier exercice complet, ainsi que les modifications connues et mesurables, dans leur demande de nouveaux tarifs.

Commercialisation de l'énergie au détail

Les entreprises de commercialisation de gaz au détail aux États-Unis vendent directement à des clients résidentiels, commerciaux et industriels au Maryland, en Virginie, au Delaware, en Pennsylvanie et dans le District de Columbia.

L'entreprise de commercialisation de l'énergie au détail aux États-Unis vend de l'électricité à des utilisateurs finaux au Maryland, au Delaware, en Pennsylvanie, en Ohio et dans le District de Columbia. Cette zone est servie par PJM Interconnection (PJM), une entreprise régionale de transport qui réglemente et coordonne l'approvisionnement et la livraison de gros d'électricité dans ces États et territoires.

Le gaz naturel et l'électricité sont achetés dans le but de tirer un profit de contrats de vente à prix concurrentiels avec les utilisateurs finaux. Les besoins de servir la clientèle de détail sont étroitement liés aux engagements en matière de livraison d'électricité, de sorte qu'un accord d'approvisionnement en électricité garanti venant à échéance en 2022 a été conclu avec Shell Energy North America (US) L.P., ce qui réduit les besoins de crédit.

Miser sur les possibilités d'affaires

Tout en offrant un service sécuritaire et fiable, AltaGas recherche des possibilités dans le secteur Services publics afin de livrer de la valeur à ses clients et d'améliorer les rendements à long terme pour ses actionnaires. Les objectifs de la Société sont les suivants :

- Assurer des activités et une infrastructure fiables et sûres, en fournissant un service efficace et rentable aux clients
- Améliorer les rendements et l'efficacité du capital et faciliter le recouvrement rapide des dépenses grâce à des demandes de révision tarifaire et à un recours accru aux programmes accélérés de recouvrement des tarifs
- Améliorer et faire croître l'entreprise grâce à l'optimisation des actifs, à des initiatives de réduction des coûts et à des initiatives d'efficacité opérationnelle afin de réduire les coûts et d'offrir une meilleure expérience client
- Améliorer les processus d'affaires et réduire les coûts de remise en état attribuables à des fuites, puis réinvestir les économies dans l'amélioration de l'expérience client
- Attirer et fidéliser des clients grâce à un service à la clientèle exceptionnel
- Continuer de faire croître la base tarifaire consolidée des Services publics
- Préserver des relations solides avec les collectivités locales, les peuples autochtones, les gouvernements et les organismes de réglementation
- Maintenir de solides relations avec les collectivités et les organismes de réglementation tout en assurant des rendements appropriés pour les actionnaires

AltaGas prévoit agrandir son infrastructure de services publics existante par des investissements continus et des améliorations des immobilisations dans les zones de concession, ce qui favorisera une croissance de la base tarifaire et l'augmentation soutenue de la clientèle, dont la conversion au gaz naturel d'utilisateurs de sources d'énergie de remplacement. Les services publics d'AltaGas ont affiché une croissance annuelle d'environ 74 % de la base tarifaire sur les trois derniers exercices, notamment grâce à l'intégration de la base tarifaire de WGL et après ajustement pour tenir compte de l'incidence du change. La croissance de la base tarifaire découle directement de l'acquisition de WGL en 2018, d'investissements prudents dans des secteurs d'activité actuels, de même que de l'ajout de nouveaux clients. La croissance de la clientèle des services publics d'AltaGas est modérée, ce qui est normal pour des services publics arrivés à maturité, les taux de croissance étant en général étroitement liés à l'essor économique des zones de concession respectives.

Secteur Intermédiaire

Description des actifs

Le secteur Intermédiaire d'AltaGas comprend 1) des actifs d'exportation à l'échelle mondiale, qui relient la production nord-américaine aux principaux marchés asiatiques en aval; 2) des actifs d'infrastructure de traitement, de fractionnement, d'extraction et de manutention de liquides dans des endroits stratégiques qui convertissent la production brute en produits utilisables et relient la production des têtes de puits aux marchés d'exportation en aval; 3) une plateforme de transport et de stockage de gaz naturel, dont une participation de 10 % dans le gazoduc Mountain Valley; et 4) divers actifs de stockage de gaz naturel et de liquides en surface et souterrains exploités tout au long de la chaîne de valeur énergétique en Amérique du Nord. Le secteur Intermédiaire comprend également une participation accrue d'AltaGas dans les actifs et les activités de Petrogas.

Au Canada, AltaGas sert des clients situés principalement dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), en particulier dans la région du gisement de Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Ses activités comprennent la collecte, le traitement, le fractionnement et l'acheminement de gaz naturel et de LGN à des réseaux de gazoducs en aval, reliant les producteurs de GPL aux régions consommatrices clés de l'Asie. Au total, AltaGas négocie plus de 1,4 gpc/j de gaz naturel et de LGN, ce qui comprend la collecte et le traitement de gaz, l'extraction et le fractionnement de LGN, la logistique, la manutention de liquides et les exportations à l'échelle mondiale. Les réseaux de collecte qui acheminent le gaz naturel des

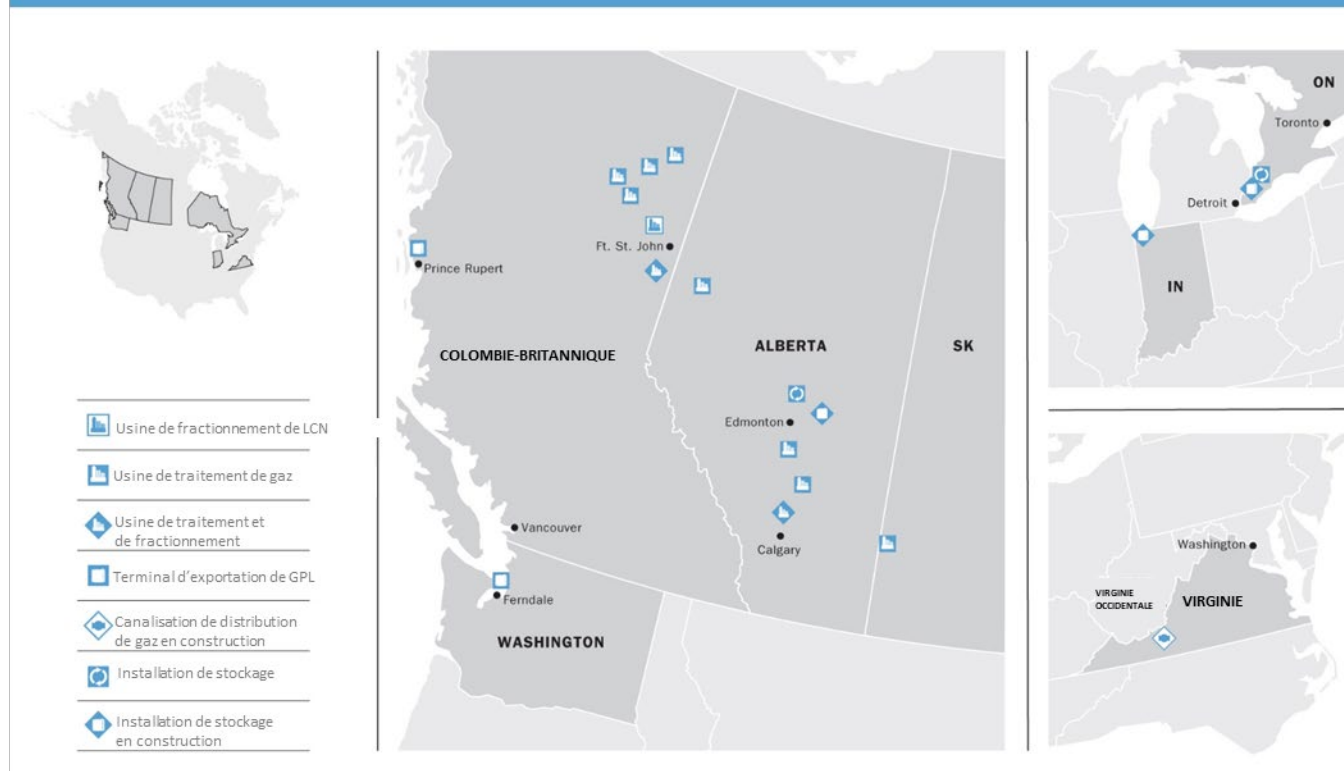
puits producteurs aux installations de traitement, où certains composants d'hydrocarbures sont isolés et où les impuretés sont retirées. Le gaz est ensuite comprimé pour satisfaire aux spécifications de transport des gazoducs en aval. Les installations d'extraction et de fractionnement traitent de nouveau le gaz naturel en vue d'en extraire l'éthane et des LGN additionnels et de les récupérer. AltaGas a une capacité de traitement autorisée nette totale d'environ 2,4 gpc/j.

AltaGa relie les producteurs et les agrégateurs aux marchés mondiaux et offre de nouvelles possibilités d'améliorer les prix du propane et du butane par l'intermédiaire des terminaux d'exportation de LGN de RIPET et Ferndale. Le 15 décembre 2020, AltaGas a clôturé l'acquisition de Petrogas, ce qui a fait passer sa participation indirecte dans Petrogas à environ 74 %, la participation restante de 26 % étant détenue par Idemitsu (se reporter à la rubrique «Acquisition de Petrogas» du présent rapport de gestion pour plus de détails). Depuis la clôture de la transaction, AltaGas contrôle Petrogas et peut donc exporter le GPL en Asie par l'intermédiaire de l'installation de Ferndale. Voir la rubrique «Exportations mondiales» ci-après.

Les services de logistique d'AltaGas comprennent des pipelines de LGN, une infrastructure de traitement et de stockage et un terminal routier et ferroviaire, ainsi que des initiatives de commercialisation du gaz naturel et des LGN. Pour réaliser des profits, AltaGas trouve des occasions d'acheter et de revendre des LGN pour les producteurs et échange, réattribue ou revend la capacité de transport sur pipeline et de stockage. Avec l'émergence des activités d'exportation mondiale, la plateforme de services de logistique offre un soutien intégral à la gestion des capacités maritime et ferroviaire d'AltaGas, ainsi qu'à la commercialisation de l'approvisionnement et de la production des volumes de GPL à RIPET et à Ferndale. Pour appuyer les activités de manutention de liquides, AltaGas gère un parc d'environ 4 600 wagons. Avec l'acquisition de Petrogas, l'infrastructure logistique du secteur Intermédiaire comprend également les activités de base de Petrogas, notamment les secteurs Exportation et distribution de GPL, Terminaux nationaux, Fluides et combustibles de puits et Transport routier et manutention de liquides. Se reporter à la rubrique «Fractionnement et logistique» ci-après pour plus de détails.

Le secteur Intermédiaire comprend des projets d'expansion en cours d'aménagement ou de construction, dont il est question à la rubrique «Capital de croissance» du présent rapport de gestion.

Intermédiaire



Exportations mondiales

Les actifs d'exportations mondiales d'AltaGas comprennent les terminaux d'exportation RIPET et Ferndale, qui sont situés respectivement dans le nord de la Colombie-Britannique et de l'État de Washington. Ces terminaux facilitent l'accès des producteurs et des agrégateurs aux marchés mondiaux et offrent de nouvelles possibilités de bénéficier de meilleurs prix pour la production de propane et de butane. AltaGas a la capacité d'expédier plus de 130 000 b/j entre les deux installations.

RIPET a commencé son exploitation commerciale le 23 mai 2019 avec l'expédition de la première cargaison de propane à destination de l'Asie. RIPET a une capacité de stockage de 600 000 b/j et une capacité de production pouvant aller jusqu'à 80 000 b/j au terminal. AltaGas s'efforce d'accroître les capacités d'exploitation et continue de s'aligner aux producteurs nord-américains et aux clients mondiaux en Asie au moyen d'ententes tarifaires à long terme, et prévoit continuer d'augmenter la production de RIPET. Le 21 août 2020, AltaGas a obtenu un permis supplémentaire d'une durée de 25 ans lui permettant d'exporter jusqu'à 46 000 b/j de propane supplémentaires sur les marchés nord-américains et mondiaux, portant ainsi sa capacité d'exportation totale de propane sous permis de 25 ans à 92 000 b/j. Pour 2021, AltaGas mise sur des ententes pluriannuelles pour l'achat d'environ 33 % du propane qui devrait être expédié de RIPET. Le quai de RIPET bénéficie d'un tirant d'eau profond, suffisant pour permettre le chargement de navires très gros porteurs.

Avec l'acquisition de Petrogas, AltaGas exploite également le terminal d'exportation de GPL Ferndale, où il est possible de charger des navires très gros porteurs, qui dispose d'une capacité de stockage sur place de 800 000 barils et qui peut actuellement traiter environ 50 000 b/j. Situé à environ 100 milles au nord de Seattle, le terminal est également relié par

pipeline à deux raffineries régionales, ce qui lui donne de nouvelles possibilités d'approvisionnement, de vente et de rémunération au service.

Les terminaux d'exportations de RIPET et Ferndale représentent des points de distribution stratégiques de volumes de GPL en Amérique du Nord, étant donné qu'ils sont bien situés pour répondre à la forte demande du marché de l'Extrême-Orient, en raison des délais de livraison moyen plus courts et des arbs concurrentiels par rapport à ceux de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis ou du golfe Persique.

La demande de terminaux est soutenue par diverses ententes d'achat à long terme conclues avec des fournisseurs canadiens et américains, principalement auprès des principales installations de collecte dans le nord de la Colombie-Britannique et en Alberta et des régions productrices aux États-Unis, notamment la formation de Bakken, située dans le Dakota du Nord. Petrogas a également conclu des ententes de service avec de nombreux fournisseurs ferroviaires de niveau 1 afin d'exploiter les réseaux ferroviaires existants et de garantir du GPL à prix concurrentiel dans toute l'Amérique du Nord.

Traitement du gaz

Les activités de traitement du gaz comprennent des réseaux de collecte qui acheminent le gaz naturel brut et des LGN des puits producteurs aux installations de traitement, où les impuretés et certains composants d'hydrocarbures sont retirés, de sorte que le produit circule le long de la chaîne de valeur énergétique. Le gaz est ensuite comprimé pour satisfaire aux spécifications de transport des gazoducs en aval jusqu'aux marchés du gaz naturel d'Amérique du Nord. Toutes les installations de traitement d'AltaGas peuvent extraire les LGN et convertir les volumes de production en produits utilisables. Les installations dégagent des produits tirés d'ententes d'achat ferme et d'ententes en fonction du coût du service conclues avec les clients, selon les volumes traités. Une partie importante des contrats d'AltaGas dans le secteur Intermédiaire est transférée aux producteurs au moyen des charges d'exploitation engagées par la Société. L'infrastructure de traitement d'AltaGas comprend ce qui suit :

- L'installation Townsend, une installation de traitement du gaz de 550 mmpc/j, ainsi que des pipelines d'évacuation, un terminal routier et une infrastructure de traitement de LGN connexes (le complexe Townsend), qu'AltaGas détient et exploite en propriété exclusive. La majorité de la capacité de traitement est sous contrat avec des producteurs de Montney de la région en vertu d'ententes fermes à long terme. En 2018, AltaGas a conclu des ententes définitives avec Kelt Exploration Ltd. visant à fournir une solution d'infrastructure énergétique pour la zone Inga Montney riche en liquides située dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Au deuxième trimestre de 2020, Townsend 2B et un pipeline de collecte de gaz raccordant les producteurs en amont aux installations d'AltaGas ont été mis en service, ce qui a accru la capacité de traitement de gaz de coupe lourde C3+ de 198 mmpc/j au complexe Townsend. Au troisième trimestre de 2020, ConocoPhillips a acquis auprès de Kelt des actifs pétroliers et gaziers de la division Inga/Fireweed/Stoddard dans la région de Montney. Toutes les conventions d'exploitation d'AltaGas demeurent en vigueur.
- L'installation Gordondale, d'une capacité permise de 150 mmpc/j de gaz naturel, est détenue en propriété exclusive et exploitée par AltaGas. L'installation Gordondale traite le gaz obtenu du gisement Montney de Gordondale de Birchcliff Energy Ltd. en vertu d'une entente d'achat ferme à long terme. L'usine est équipée d'installations d'extraction de liquides en vue de saisir la valeur des LGN pour le producteur.
- L'installation Blair Creek, d'une capacité permise de 120 mmpc/j de gaz naturel, est détenue en propriété exclusive et exploitée par AltaGas. L'installation traite le gaz obtenu des producteurs de la région. L'usine est équipée d'installations d'extraction de liquides en vue de saisir la valeur des LGN pour le producteur.
- L'installation de traitement Aitken Creek, dans laquelle AltaGas détient une participation de 50 %. Black Swan Energy Ltd. (Black Swan) détient la participation restante de 50 %. Ces installations comprennent Aitken Creek North, une usine de gaz de coupe légère en exploitation, d'une capacité actuelle de 110 mmpc/j (55 mmpc/j, capacité nette), et Nig Creek, une usine de gaz de coupe légère d'une capacité actuelle de 100 mmpc/j (50 mmpc/j, capacité nette) qui est entrée en service au troisième trimestre de 2019. La première étape du projet Nig Creek GP2B augmentera la capacité d'amenée de 55 mmpc/j (28 mmpc/j, capacité nette), et devrait être mise en service au troisième trimestre de 2021. Les installations de traitement Aitken Creek sont situées dans la région du gisement riche en liquides de Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique et sont exploitées par Black Swan. AltaGas et Black Swan ont également conclu des ententes de traitement, de transport et de commercialisation à long terme

qui comprennent la nouvelle infrastructure de manutention de liquides d'AltaGas dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

- L'installation Harmattan, d'une capacité de traitement de gaz naturel de 490 mmpc/j, est détenue en propriété exclusive et exploitée par AltaGas. Harmattan assure le traitement du gaz corrosif, le traitement par séparation et retour en aval à l'usine de chevauchement, et l'extraction des LGN. En outre, Harmattan dispose d'installations de fractionnement et de terminaux (voir la rubrique «Fractionnement et logistique» ci-après).
- Des participations dans quatre usines d'extraction de LGN ayant une capacité d'amenée autorisée nette de 1,0 gpc/j. Les usines d'extraction comprennent l'usine d'extraction d'éthane d'Edmonton (EEEEP), l'usine d'extraction d'éthane de Joffre (JEEP), l'usine d'extraction Pembina Empress (PEEP) et l'usine d'extraction Younger (Younger). Les actifs d'extraction assurent des produits d'exploitation stables découlant de contrats à prix forfaitaires ou fondés sur le coût du service ainsi que des produits d'exploitation fondés sur les marges. L'approvisionnement en gaz naturel de EEEP, JEEP et PEEP dépend de l'importance de la demande de gaz naturel pour usages résidentiels, commerciaux et industriels dans l'Ouest canadien et ailleurs, et de la force de la demande de liquides de gaz dans le marché de la pétrochimie et du chauffage au propane de l'Alberta. L'approvisionnement en gaz naturel de Younger dépend du volume de gaz naturel brut traité à l'usine de traitement de gaz de McMahon, qui est située dans le nord-est de la Colombie-Britannique, région grande productrice de gaz naturel.

Fractionnement et logistique

La production de fractionnement est fonction des volumes composés de LGN traités, de la composition des liquides, de l'efficacité du recouvrement des usines et du temps passé sur la chaîne de production. Compte tenu de l'intégration et de l'interconnectivité des actifs du secteur intermédiaire d'AltaGas, les activités de fractionnement et de logistique fournissent des services exhaustifs à d'autres clients et entreprises du secteur Intermédiaire en donnant accès à des produits de LGN de qualité élevée et en ouvrant la porte à des marchés nord-américains et mondiaux au moyen de réseaux ferroviaires, de pipelines, de RIPET et de Ferndale.

L'infrastructure de logistique d'AltaGas comprend des pipelines de LGN, une infrastructure de traitement, de stockage et un terminal routier et ferroviaire centrés autour d'actifs en exploitation clés du secteur Intermédiaire à RIPET, Harmattan, et dans le nord-est de la Colombie-Britannique, Townsend et North Pine. Avec la clôture de l'acquisition de Petrogas, les activités de fractionnement et de logistique d'AltaGas comprennent également les secteurs Terminaux nationaux, Fluides et combustibles de puits et Transport routier et manutention de liquides de Petrogas.

L'infrastructure de fractionnement et de logistique d'AltaGas comprend ce qui suit :

- L'installation North Pine, la seule usine de fractionnement sur mesure en Colombie-Britannique fournissant aux producteurs de LGN de la région une solution leur permettant de tirer des revenus plus élevés à moindre coût que le transport et le fractionnement à Edmonton, en Alberta. Le premier train de l'installation North Pine a la capacité de traiter jusqu'à 10 000 b/j de mélange de LGN. À la suite de la signature des ententes conclues avec Black Swan et Kelt au deuxième semestre de 2018, le deuxième train, qui a été mis en service au premier trimestre de 2020, a la capacité de traiter 10 000 b/j de mélange de LGN additionnels. L'installation North Pine est raccordée au terminal routier Townsend par les pipelines North Pine, à l'installation Tourmaline Gundy, et a également accès au réseau ferroviaire du Canadien National (CN), permettant le transport de propane, de butane et de condensat vers des marchés nord-américains, de propane vers des marchés mondiaux grâce à RIPET et de butane grâce à Ferndale.
- Le complexe de traitement de gaz Harmattan, qui dispose d'une capacité de fractionnement de LGN de 35 000 b/j, d'une installation de traitement d'huile de fractionnement d'une capacité de 450 b/j et d'une installation de dioxyde de carbone (CO₂) de qualité industrielle d'une capacité de 200 t/j. Harmattan est la seule usine de coupe lourde et de fractionnement complet de sa région.
- Younger, qui possède une capacité de fractionnement de 19 500 b/j (9 750 b/j, capacité nette) et qui est exploité par Pembina. AltaGas détient une participation de 50 % dans les installations de fractionnement, de stockage, de chargement, de traitement et de terminaux de LGN, et Pembina détient la participation restante.
- Un réseau de pipelines de LGN dans la région du nord-est de la Colombie-Britannique raccordant les producteurs des usines de gaz en amont à l'installation North Pine d'AltaGas. Ce réseau de pipelines comprend trois conduites d'évacuation de liquides. La troisième conduite, qui raccorde l'installation Townsend au terminal routier Townsend en bordure de l'autoroute de l'Alaska (30 km) et à l'installation North Pine d'AltaGas (70 km), a été mise en service au troisième trimestre de 2020.

- Des conduites de LGN et de propane pur, qui raccordent le complexe Townsend, dans le nord, aux installations Aitken Creek grâce à un pipeline de LGN de 60 km (pipeline de jonction Aitken), à l'usine Storm Resource Nig grâce à un pipeline latéral et à l'installation Tourmaline Gundy, dans l'ouest, grâce à une conduite de propane pur de 15 km, qui sont tous été mis en service au premier semestre de 2020.
- Un réseau de transport ferroviaire comprenant environ 4 600 wagons qui est géré par AltaGas pour soutenir la manutention de GPL et de LGN, dont environ 3 000 wagons de Petrogas.
- Les terminaux et les installations de stockage de Petrogas, qui soutiennent les activités d'exportation et de distribution de GPL en offrant des services d'approvisionnement, de transport, de traitement, de stockage et de distribution de produits par l'intermédiaire d'actifs fixes situés dans des emplacements stratégiques partout en Amérique du Nord. En outre, les terminaux fournissent divers services de stockage et de manutention à des clients tiers aux termes d'ententes d'achat ferme et d'ententes de service, ce qui assure la stabilité des bénéfices malgré la volatilité des prix des produits de base. Les terminaux comprennent des actifs de pétrole brut et de LGN situés dans des emplacements stratégiques qui fournissent des capacités de stockage, de mélange, de soutien logistique ferroviaire et routier et d'exportation de GPL par voie maritime. Les terminaux de Petrogas comprennent le terminal de GPL Griffith, qui dispose d'une capacité de manutention d'environ 12 000 b/j de LGN, d'une capacité de stockage de 700 000 barils dans des cavernes et d'une capacité allant jusqu'à 220 wagons sur les voies d'évitement; Strathcona Storage JV, qui dispose de quatre cavernes de sel en service et d'une cinquième caverne en cours d'aménagement, chacune ayant une capacité de stockage d'environ 629 000 barils; et le terminal de stockage et de pétrole brut de Sarnia, qui fournit une capacité de stockage allant jusqu'à 2,1 millions de barils de pétrole brut et de produits raffinés dont le débit de sortie est soutenu par une capacité de chargement ferroviaire de 10 000 b/j. Le droit d'accès aux actifs du terminal aux termes de l'accord de coentreprise a été comptabilisé à titre de contrat de location par Petrogas.
- Une participation de 50 % dans les installations de stockage de gaz naturel de Sarnia d'une capacité de 5,3 gpc, laquelle est reliée aux installations Dawn Hub dans l'est du Canada.
- Les trois principales entités de transport routier exploitées par Petrogas, qui fournissent des services de transport dans le BSOC et le Nord-Ouest du Pacifique aux États-Unis en acheminant les fluides de fractionnement, l'eau produite, le pétrole brut et les LGN entre les producteurs, les terminaux, les clients et les utilisateurs finaux.
- Enerchem International Inc., filiale en propriété exclusive de Petrogas, est une société canadienne axée sur la production de fluides de forage et de puits, ainsi que de combustibles à usage domestique. Grâce au fractionnement du pétrole brut comme matière première, Enerchem produit et distribue des fluides d'hydrocarbure destinés au fractionnement et au forage de puits de pétrole et de gaz afin d'accroître la productivité et de résoudre les problèmes de production dans les champs pétrolifères pour les producteurs en aval. Enerchem exploite deux principales installations situées à Sundre et à Slave Lake, en Alberta, qui ont la capacité de traiter plus de 1,5 million de barils de produits finis par année. Ces usines sont soutenues par diverses installations de stockage et de distribution auxiliaires situées dans le BSOC, qui disposent d'une capacité de stockage de plus de 150 000 barils dans des emplacements stratégiques à proximité des zones de forage actif.

Services énergétiques

En plus de soutenir les autres activités du secteur Intermédiaire au sein d'AltaGas, les services de logistique relèvent les possibilités d'achat et de revente pour les producteurs, et échangent, réattribuent ou revendent la capacité de pipeline et de stockage pour en tirer un profit. Les produits nets tirés de ces activités proviennent de possibilités à faible risque fondées sur les écarts de coûts de transport entre réseaux de pipelines et les écarts de prix des produits de base d'une période à une autre. Les marges sont obtenues en concluant des transactions d'achat et de vente conformément aux politiques d'AltaGas en matière de risque de crédit et de risque lié aux produits de base. AltaGas fournit également de services d'approvisionnement en énergie pour des utilisateurs de gaz de services publics et gère les besoins en transport par pipeline de tiers pour un grand nombre de ses clients de commercialisation du gaz.

Les activités de commercialisation de Petrogas sont axées sur l'achat, la vente, l'échange et la distribution de LGN et de pétrole brut, principalement à proximité de ses actifs détenus et loués de manière stratégique. En tirant parti de l'infrastructure entièrement intégrée de Petrogas et de ses vastes capacités logistiques, l'équipe de commercialisation est en mesure de s'approvisionner à des prix concurrentiels dans les principaux centres et dans les divers bassins d'hydrocarbures afin de saisir les possibilités d'arbitrage découlant des écarts de prix régionaux. Les activités de commercialisation s'articulent autour de deux axes principaux : 1) la vente en gros de LGN et de pétrole brut sur le marché national, et 2) les exportations de GPL par voie maritime. En outre, ces activités apportent au terminal Ferndale un soutien opérationnel en fournissant des services

d'approvisionnement en produits et de négociation de contrats de vente aux fins d'exportation. Petrogas appuie les activités de distribution en gérant un vaste parc ferroviaire visé par contrats de location. Les contrats de location sont conclus selon un calendrier d'échéances échelonnées auprès de plusieurs bailleurs afin d'assurer l'intégrité des wagons et la mise à jour des cotes DOT, tous les contrats étant conclus sur la base de la prestation d'un service complet.

Placements dans les pipelines

AltaGas détient une participation de 10 % dans le gazoduc Mountain Valley (MVP). Le gazoduc transportera environ 2,0 gpc/j de gaz naturel et devrait être mis en service au deuxième semestre de 2021. En avril 2018, AltaGas a conclu une entente distincte pour faire l'acquisition d'une participation de 5 % dans le projet de construction d'un gazoduc latéral interétatique (MVP Southgate) qui sera alimenté en gaz naturel par MVP. MVP Southgate devrait être mis en service au deuxième semestre de 2022 en raison des contestations juridiques et réglementaires en cours.

AltaGas détenait aussi une participation de 10 % dans le gazoduc Constitution grâce à une participation de 10 % dans Constitution Pipeline Company, LLC. Le gazoduc devait transporter du gaz naturel de la région de Marcellus dans le nord de la Pennsylvanie jusqu'à des marchés importants du nord-est. En février 2020, au terme d'une évaluation de la détérioration des données économiques sous-jacentes du projet de pipeline Constitution, les partenaires de Constitution Pipeline Company, LLC ont choisi de ne pas aller de l'avant avec le projet.

Miser sur les possibilités d'affaires

Pour tirer parti des possibilités que représentent la croissance continue du GPL de Montney et l'augmentation de la demande asiatique pour le GPL, AltaGas prévoit faire croître le secteur Intermédiaire par l'expansion et l'optimisation d'actifs jouissant d'un emplacement stratégique ainsi que sa plateforme d'exportations mondiales. Les nouvelles infrastructures comprennent des installations agrandies pour soutenir les vastes réserves en Amérique du Nord et accroître la présence et l'intégration des actifs existants d'AltaGas. Tout en offrant un service sécuritaire et fiable, AltaGas cherche des possibilités dans le secteur Intermédiaire afin de dégager de la valeur à ses clients et de rehausser la valeur à long terme pour ses actionnaires. Les objectifs de la Société sont les suivants :

- Maximiser et accroître l'avantage structurel unique au sein de la plateforme intégrée d'AltaGas dans la région de Montney, en tirant parti de RIPET et Ferndale et de la chaîne de valeur intégrée pour accroître les volumes
- Augmenter l'utilisation et les volumes d'exportation, optimiser la capacité commerciale et opérationnelle à RIPET et à Ferndale, et continuer d'améliorer les compétences d'exportation
- Développer et maintenir des actifs de grande qualité qui amélioreront l'offre intégrée dans le secteur Intermédiaire et qui connectent les producteurs aux marchés mondiaux
- Consolider sa position sur les principaux marchés pour générer une croissance optimale à long terme
- Déployer une offre de services intégrés du secteur Intermédiaire, y compris des installations de traitement de gaz et d'extraction, de fractionnement, de manutention de liquides ainsi que de services de transport et de commercialisation aux clients tout le long de la chaîne de valeur énergétique, en permettant aux producteurs d'augmenter leurs revenus en leur donnant l'accès à des marchés mondiaux à valeur ajoutée, y compris l'Asie
- Préserver des relations solides avec les peuples autochtones, les organismes de réglementation, les clients, les partenaires et les fournisseurs de services
- Optimiser l'infrastructure ferroviaire existante afin de réaliser des économies d'échelle et d'améliorer l'efficacité
- Augmenter l'utilisation et la production des installations existantes tout en assurant un maintien des coûts d'exploitation de premier ordre, un degré élevé de fiabilité et de récupération des LGN, une administration hautement efficace et des programmes en matière de santé et d'environnement qui fonctionnent
- Atténuer le risque lié aux produits de base en utilisant des programmes de couverture et des systèmes de gestion des risques efficaces
- Atténuer le risque lié aux volumes en utilisant des structures contractuelles, en redéployant du matériel et en élargissant l'empreinte géographique
- Atténuer le risque de contrepartie en assurant la croissance et la diversification de la clientèle

Secteur Siège social/autres

Description des actifs

Outre les activités et les actifs du siège social, le secteur Siège social/autres comprend une capacité opérationnelle brute de 582 MW générée par les actifs d'électricité alimentés au gaz naturel et de production décentralisée restants situés aux États-Unis, principalement en Californie et au Colorado.

Plus précisément, les actifs d'électricité primaires restants dans le secteur Siège social/autres comprennent :

- deux centrales alimentées au gaz naturel d'une capacité de production de 577 MW aux États-Unis : la centrale Blythe Energy Center (Blythe) de 507 MW en Californie et la centrale Brush II de 70 MW (Brush) au Colorado. Blythe et Brush font l'objet d'ententes d'achat d'électricité (EAE) avec des services publics solvables;
- certains actifs de production décentralisée.

Dans le sud de la Californie, l'électricité produite par la centrale Blythe de 507 MW alimentée au gaz sert le réseau de transport exploité par la California Independent System Operator (CAISO) afin de couvrir les périodes de forte demande occasionnées par la région de Los Angeles. La structure de l'EAE à long terme avec South California Edison (SCE) fait en sorte que la centrale tire la majorité des produits de sa capacité de produire, et pas de sa production réelle, ce qui réduit le risque et lui permet de dégager des flux de trésorerie stables. La centrale est reliée directement à un gazoduc de El Paso Gas Company comme première source d'approvisionnement et à un gazoduc de Southern California Gas Company comme seconde source d'approvisionnement, et est reliée à SCE et au CAISO par une ligne de transport de 67 milles, également détenue par Blythe, qui fait partie de la centrale Blythe. En 2019, AltaGas a annoncé le renouvellement du contrat de la centrale Blythe avec SCE. Avec l'approbation par la California Public Utilities Commission de la nouvelle EAE avec SCE reçue en janvier 2020, Blythe est visée par un contrat jusqu'au 31 décembre 2023. En vertu de l'entente tarifaire, SCE détient les droits exclusifs à l'égard de la totalité de la capacité, de l'énergie, des services auxiliaires et des avantages liés à l'adéquation des ressources pendant la durée de l'EAE. En outre, AltaGas a entrepris les premières étapes de demande de permis visant un nouveau projet de stockage d'énergie autonome de 40 MW à Goleta, en Californie.

Revue financière consolidée

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
<i>(en millions de dollars, à moins d'indication contraire)</i>	2020	2019	2020	2019
Produits	1 689	1 534	5 587	5 495
BAIIA normalisé ^{1, 2}	392	436	1 310	1 302
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	48	(103)	486	769
Bénéfice net normalisé ¹	147	194	396	347
Total de l'actif	21 532	19 795	21 532	19 795
Total du passif à long terme	11 264	9 301	11 264	9 301
Acquisition (cession) d'immobilisations corporelles, montant net	295	239	825	(1 089)
Dividendes déclarés ³	67	67	268	266
Flux de trésorerie d'exploitation	7	16	773	616
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées ¹	327	332	1 003	895
Liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées ¹	289	307	880	836
Liquidités provenant de l'exploitation des services publics ajustées normalisées ¹	216	236	585	560
Taux d'imposition effectif normalisé (%) ¹	21,5	12,9	22,3	16,0

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
<i>(en dollars par action, sauf les actions en circulation)</i>	2020	2019	2020	2019
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,17	(0,37)	1,74	2,78
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – dilué(e)	0,17	(0,37)	1,74	2,77
Bénéfice net normalisé – de base ¹	0,53	0,70	1,42	1,25
Bénéfice net normalisé – dilué ¹	0,53	0,69	1,42	1,25
Dividendes déclarés ³	0,24	0,24	0,96	0,96
Flux de trésorerie d'exploitation	0,03	0,06	2,77	2,22
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées ¹	1,17	1,19	3,59	3,23
Liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées ¹	1,04	1,10	3,15	3,02
Liquidités provenant de l'exploitation des services publics ajustées normalisées ¹	0,77	0,85	2,10	2,02
Actions en circulation – de base (en millions)				
Au cours de la période ⁴	279	278	279	277
À la fin de la période	279	279	279	279

1) Mesure non conforme aux PCGR; se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion.

2) À compter de 2020, la direction n'ajuste plus le BAIIA normalisé et le bénéfice net normalisé pour tenir compte des variations de la juste valeur de stocks optimaux de gaz naturel. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion. Ainsi, les données pour les périodes de comparaison ont été ajustées pour refléter l'incidence avant impôts et après impôts de ce changement sur le BAIIA normalisé et le bénéfice net normalisé, respectivement.

3) Les dividendes déclarés par action ordinaire par mois : 0,08 \$ à compter de décembre 2018, passant à 0,0833 \$ par action à compter de décembre 2020.

4) Moyenne pondérée.

Trois mois clos les 31 décembre

Le BAIIA normalisé au quatrième trimestre de 2020 s'est chiffré à 392 millions de dollars, comparativement à 436 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2019. Les facteurs qui ont eu une incidence défavorable sur le BAIIA normalisé d'AltaGas au quatrième trimestre de 2020 comprennent la diminution des écarts de stockage réalisés de WGL Midstream, la diminution des marges commerciales réalisées à RIPET, la diminution de la quote-part des bénéfices de Petrogas pour la période précédant l'acquisition de Petrogas le 15 décembre 2020, la baisse des marges commerciales des LGN, les températures plus élevées pour certains services publics d'AltaGas, la hausse des charges liées aux régimes d'avantages sociaux et aux régimes incitatifs à l'intention des employés, et la baisse des volumes de LGN exposés aux différentiels de

fractionnement. Les autres facteurs qui ont eu une incidence défavorable sur le BAIIA normalisé comprennent l'incidence de la vente d'actifs, y compris la participation indirecte hors exploitation de WGL Midstream dans Central Penn Pipeline (Central Penn) en novembre 2019 et dans ACI en mars 2020. Les facteurs qui ont eu une incidence positive sur le BAIIA normalisé d'AltaGas comprennent la hausse des apports des installations du nord-est de la Colombie-Britannique essentiellement attribuable aux projets de croissance mis en service en 2020, la hausse des tarifs de SEMCO, la hausse des marges des activités de commercialisation de gaz au détail de WGL attribuable aux prix favorables, la hausse des produits tirés des programmes de remplacement accéléré des conduites, et les apports de la consolidation de Petrogas après la clôture de l'acquisition le 15 décembre 2020. La diminution de la quote-part des résultats provenant de Petrogas pour la période précédant l'acquisition est surtout imputable à la baisse des prix des produits de base en 2020 ainsi qu'à l'absence d'un paiement non récurrent lié à la résiliation d'une entente conclue avec un client au quatrième trimestre de 2019. Le 15 décembre 2020, AltaGas a acquis une participation additionnelle de 37 % dans Petrogas, portant la participation d'AltaGas dans Petrogas à environ 74 %. Ainsi, les résultats de Petrogas ont été consolidés pour la période suivant la clôture (se reporter à la rubrique «Acquisition de Petrogas» du présent rapport de gestion pour plus de détails). Pour les trois mois clos le 31 décembre 2020, le taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain a diminué pour se fixer à 1,30, contre 1,32 en moyenne pour le trimestre correspondant de 2019, ce qui a donné lieu à une augmentation du BAIIA normalisé d'environ 5 millions de dollars.

Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires pour le quatrième trimestre de 2020 a été de 48 millions de dollars (0,17 \$ par action) comparativement à une perte nette de 103 millions de dollars (0,37 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2019. L'augmentation est surtout attribuable à la baisse des provisions pour actifs, au gain comptabilisé à la réévaluation de la participation détenue antérieurement par AltaGas dans AltaGas Idemitsu Joint Venture Limited Partnership (AIJVLP) à l'acquisition de Petrogas, aux pertes latentes moins importantes sur les contrats de gestion du risque et à la baisse des intérêts débiteurs, le tout contrebalancé en partie par les facteurs mentionnés précédemment qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé, l'absence d'un gain à la vente des actifs de production décentralisée aux États-Unis au troisième trimestre de 2019, la perte résultant d'une dilution et d'autres ajustements de la quote-part des résultats liés à l'acquisition de Petrogas, et la hausse de la charge d'impôt.

Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées pour le quatrième trimestre de 2020 se sont établies à 327 millions de dollars (1,17 \$ par action), en regard de 332 millions de dollars (1,19 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2019. La diminution est surtout attribuable aux facteurs susmentionnés pour le BAIIA normalisé, contrebalancés en partie par une baisse des intérêts débiteurs. Au quatrième trimestre de 2020, AltaGas a reçu 3 millions de dollars en dividendes sur les actions privilégiées de Petrogas (3 millions de dollars en 2019) avant l'acquisition de Petrogas.

Au quatrième trimestre de 2020, AltaGas a comptabilisé un gain d'environ 22 millions de dollars à la réévaluation de la participation auparavant détenue par la Société dans AIJVLP à l'acquisition de Petrogas. En outre, au quatrième trimestre de 2020, AltaGas a comptabilisé des provisions pour actifs avant impôts d'environ 104 millions de dollars (79 millions de dollars après impôts) se rapportant principalement au projet de stockage de gaz naturel d'Alton, qui était déprécié, AltaGas ne croyant pas que les entrées de trésorerie futures prévues du projet sont en cohérence avec la valeur comptable actuelle. Au quatrième trimestre de 2019, AltaGas a comptabilisé des gains avant impôts à la cession d'actifs totalisant environ 56 millions de dollars, dont un gain avant impôts de 68 millions de dollars lié à certains projets de production décentralisée aux États-Unis vendus au troisième trimestre de 2019, mais qui ont été transférés à l'acheteur au quatrième trimestre de 2019, et une perte avant impôts d'environ 12 millions de dollars à la cession de placements comptabilisés à la valeur de consolidation surtout liés à la participation indirecte hors exploitation de WGL Midstream dans Central Penn. En outre, au quatrième trimestre de 2019, AltaGas a comptabilisé des provisions pour actifs avant impôts d'environ 415 millions de dollars (319 millions de dollars après impôts) se rapportant principalement à différents actifs dans le secteur Siège social/autres et à une installation de traitement de gaz corrosif en Alberta.

Les charges d'exploitation et d'administration pour le quatrième trimestre de 2020 se sont chiffrées à 342 millions de dollars, comparativement à 340 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2019. Cette légère hausse est surtout imputable

à l'augmentation des coûts liés aux activités des projets de pipelines du nord-est de la Colombie-Britannique, qui ont été mis en service aux deuxième et troisième trimestres de 2020, et à l'augmentation des honoraires pour services professionnels et pour services de consultation. La charge d'amortissement pour le quatrième trimestre de 2020 a été de 108 millions de dollars, comparativement à 109 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2019. Cette légère baisse découle principalement de l'incidence des provisions comptabilisées à titre d'immobilisations corporelles au quatrième trimestre de 2019, contrebalancée en partie par la mise en service des nouveaux actifs en 2020. Les intérêts débiteurs pour le quatrième trimestre de 2020 se sont chiffrés à 68 millions de dollars, comparativement à 77 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2019. La diminution est principalement attribuable à la baisse des taux d'intérêt moyens par rapport à 2019.

AltaGas a comptabilisé une charge d'impôts de 5 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2020, comparativement à un recouvrement d'impôts de 87 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2019. La hausse de la charge d'impôts est surtout attribuable à l'augmentation des recouvrements d'impôts comptabilisés à l'égard de provisions pour actifs au quatrième trimestre de 2019. Une charge d'impôts exigibles de 14 millions de dollars a été comptabilisée au quatrième trimestre de 2020, dont un montant d'environ 2 millions de dollars était lié à un recouvrement d'impôts lié à des ventes d'actifs.

Le bénéfice net normalisé a été de 147 millions de dollars (0,53 \$ par action) pour le quatrième trimestre de 2020, comparativement à 194 millions de dollars (0,70 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2019. La diminution est surtout attribuable aux facteurs mentionnés pour le BAIIA normalisé et à la hausse de la charge d'impôts, contrebalancés en partie par la baisse des intérêts débiteurs et de la charge d'amortissement. Au quatrième trimestre de 2020, le bénéfice net a été normalisé (augmentation de 99 millions de dollars) pour tenir compte des montants après impôts suivants : les coûts de transaction relatifs aux acquisitions et cessions, les coûts de restructuration, les provisions pour actifs, les pertes latentes sur les contrats de gestion du risque, la perte résultant d'une dilution de participation et d'autres ajustements à la quote-part des résultats de placement relativement à l'acquisition de Petrogas et le gain comptabilisé à la réévaluation de la participation détenue par AltaGas dans AIJVLP à l'acquisition de Petrogas. Au quatrième trimestre de 2019, le bénéfice net a été normalisé (augmentation de 297 millions de dollars) pour tenir compte des montants après impôts suivants : les gains à la vente d'actifs, le recouvrement de coûts engagés dans le cadre de l'acquisition de WGL en raison d'un changement au calendrier de certains de ces coûts, les coûts de transaction liés aux acquisitions et aux cessions, les pertes latentes sur les contrats de gestion du risque, les provisions pour actifs, les provisions pour placements comptabilisés à la valeur de consolidation, un gain au rachat d'actions privilégiées de Washington Gas, un ajustement du taux d'imposition combiné par suite de l'acquisition de WGL et de ventes d'actifs aux États-Unis, et l'incidence de la modification du taux d'imposition de l'Alberta. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion pour en savoir davantage sur les ajustements de normalisation.

Exercices clos les 31 décembre

Le BAIIA normalisé pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 a été de 1 310 millions de dollars, comparativement à 1 302 millions de dollars en 2019. Les facteurs qui ont eu une incidence positive sur le BAIIA normalisé d'AltaGas comprennent l'incidence des révisions de tarifs de Washington Gas pour la Virginie et le Maryland en 2019, la hausse des apports des installations du nord-est de la Colombie-Britannique essentiellement attribuable aux projets de croissance mis en service en 2020, l'incidence d'un changement de méthode comptable touchant le coût net périodique des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite de Washington Gas (se reporter à la rubrique «Estimations comptables critiques» du présent rapport de gestion pour plus de détails), la hausse des tarifs de SEMCO à compter de janvier 2020 par suite de l'approbation de sa révision de tarifs de 2019, la hausse des produits découlant des programmes de remplacement accéléré des conduites, la hausse de la provision au titre des fonds utilisés pendant la construction (PFUPC) liée à MVP, l'augmentation des volumes d'éthane sous contrat aux installations d'extraction, les apports de Petrogas pour la période suivant l'acquisition, les apports de RIPET qui a été mis en service en mai 2019 et un arrêt printanier planifié de moins longue durée que celui de 2019 à la centrale Blythe. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par l'incidence de la vente d'actifs, y compris les actifs de production décentralisée aux États-Unis en septembre 2019, la participation indirecte hors exploitation

de WGL Midstream dans Central Penn en novembre 2019, la participation de WGL Midstream dans le réseau de collecte de gaz Stonewall (Stonewall) en mai 2019, ACI en mars 2020 et Pomona en juillet 2020, de même que la diminution de la quote-part des résultats de Petrogas avant l'acquisition de la participation additionnelle dans Petrogas le 15 décembre 2020, la baisse des gains sur les couvertures financières et des retraits de stockage dans le secteur Intermédiaire aux États-Unis, la diminution des volumes exposés aux différentiels de fractionnement et la diminution des différentiels de fractionnement réalisés, l'utilisation moins importante de certains services publics, et l'annulation des frais de retard et des charges connexes par les services publics d'AltaGas en lien avec la pandémie de COVID-19. La diminution de la quote-part des résultats de Petrogas pour la période est surtout imputable à la baisse des prix des produits de base en 2020. Les livraisons destinées à l'exportation jusqu'au mois d'avril ont été moins élevées que prévu en raison des conditions au sein du secteur pour ensuite revenir aux niveaux prévus. De plus, au quatrième trimestre de 2019, le bénéfice de Petrogas comprenait un paiement non récurrent important lié à la résiliation d'une entente conclue avec un client. Le 15 décembre 2020, AltaGas a acquis une participation additionnelle de 37 % dans Petrogas, portant la participation d'AltaGas dans Petrogas à environ 74 %. Ainsi, les résultats de Petrogas ont été consolidés pour la période suivant la clôture (se reporter à la rubrique «Acquisition de Petrogas» du présent rapport de gestion pour plus de détails). Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, le taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain a augmenté pour se fixer à 1,34, contre 1,33 en moyenne en 2019, ce qui a donné lieu à une augmentation du BAIIA normalisé d'environ 4 millions de dollars.

Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 s'est chiffré à 486 millions de dollars (1,74 \$ par action), comparativement à 769 millions de dollars (2,78 \$ par action) en 2019. La diminution s'explique surtout par l'absence de gains à la vente d'actifs comptabilisés en 2019 (y compris les centrales hydroélectriques du nord-ouest, Stonewall et les actifs de production décentralisée), la perte résultant d'une dilution de participation et les autres ajustements à la quote-part des résultats de placement relativement à l'acquisition de Petrogas, la hausse de la charge d'impôts, contrebalancée en partie par la baisse des provisions pour actifs, le gain à la cession d'ACI (maintenant TriSummit Utilities Inc.), le gain comptabilisé à la réévaluation de la participation détenue par AltaGas dans AIJVL jusqu'à l'acquisition de Petrogas, le gain à la vente de Pomona et de Ripon, la hausse des gains latents sur les contrats de gestion du risque, les facteurs susmentionnés qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé, la baisse des intérêts débiteurs et la diminution de la charge d'amortissement.

Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 se sont chiffrées à 1 003 millions de dollars (3,59 \$ par action), comparativement à 895 millions de dollars (3,23 \$ par action) en 2019. L'augmentation est surtout attribuable aux mêmes facteurs que pour le BAIIA normalisé et à la baisse des intérêts débiteurs. En 2020, avant l'acquisition de Petrogas, AltaGas a reçu des dividendes de 13 millions de dollars sur les actions privilégiées de Petrogas (13 millions de dollars en 2019) et de 5 millions de dollars sur les actions ordinaires de Petrogas (6 millions de dollars en 2019).

En 2020, AltaGas a comptabilisé des gains avant impôts à la cession d'actifs totalisant environ 223 millions de dollars. Il s'agissait d'un gain avant impôts de 206 millions de dollars à la cession de la participation d'AltaGas dans ACI, d'un gain avant impôts de 9 millions de dollars lié à des projets de production décentralisée qui ont été transférés à l'acheteur en 2020, d'un gain avant impôts de 5 millions de dollars à la cession de Pomona et d'un gain avant impôts de 3 millions de dollars à la cession de Ripon. En 2020, à l'acquisition de Petrogas, AltaGas a également comptabilisé le gain susmentionné d'environ 22 millions de dollars lié à la réévaluation de la participation qu'elle détenait auparavant dans AIJVL. En 2020, AltaGas a comptabilisé une provision pour actifs avant impôts d'environ 109 millions de dollars (81 millions de dollars après impôts) principalement liée au projet de stockage de gaz naturel d'Alton, à certains projets de production décentralisée aux États-Unis qui n'ont pas encore été transférés à l'acheteur et à des parcelles de terrain situées à proximité de l'usine de traitement de gaz Harmattan. Pour cette même période, AltaGas a également comptabilisé une provision avant impôts sur des placements comptabilisés à la valeur de consolidation d'environ 7 millions de dollars (6 millions de dollars après impôts) au titre des coûts associés au projet de pipeline Constitution (Constitution), qui a été annulé en février 2020. En 2019, AltaGas a comptabilisé des gains avant impôts à la cession d'actifs totalisant environ 875 millions de dollars. Il s'agissait principalement d'un gain avant impôts de 688 millions de dollars à la vente de la participation restante dans les centrales hydroélectriques du

nord-ouest, d'un gain avant impôts de 100 millions de dollars à la cession des actifs de production décentralisée aux États-Unis, d'un gain avant impôts de 34 millions de dollars à la cession de la participation de WGL Midstream dans Stonewall, d'une perte avant impôts de 6 millions de dollars à la vente d'actifs d'électricité secondaires au Canada, d'une perte avant impôts de 1 million de dollars à la vente d'une créance de financement de WGL Energy Systems, d'un gain avant impôts de 5 millions de dollars à la vente de certaines installations de traitement secondaires du secteur Intermédiaire ainsi que des pertes susmentionnées comptabilisées au quatrième trimestre de 2019. En 2019, AltaGas a comptabilisé une provision pour actifs avant impôts d'environ 416 millions de dollars (320 millions de dollars après impôts) principalement liée aux provisions susmentionnées comptabilisées au quatrième trimestre de 2019 et à la provision de 1 million de dollars liée à une turbine de rechange stockée qui a été vendue au troisième trimestre de 2019. De plus, en 2019, AltaGas a comptabilisé une provision avant impôts sur des placements comptabilisés à la valeur de consolidation d'environ 46 millions de dollars (29 millions de dollars après impôts), y compris un montant de 44 millions de dollars lié à la participation indirecte hors exploitation de WGL Midstream dans Central Penn qui a été vendue en novembre 2019 et un montant de 2 millions de dollars sur des placements dans des actifs à la biomasse qui ont été vendus au troisième trimestre de 2019.

Les charges d'exploitation et d'administration pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 se sont chiffrées à 1 267 millions de dollars, comparativement à 1 299 millions de dollars en 2019. La diminution est surtout imputable à l'incidence de la vente d'actifs au deuxième semestre de 2019, aux recouvrements liés à la SSUC et à la baisse de la charge salariale, le tout contrebalancé en partie par l'incidence de la mise en service de RIPET en mai 2019 et l'augmentation des coûts liés aux activités des projets de pipelines du nord-est de la Colombie-Britannique, qui ont été mis en service aux deuxième et troisième trimestres de 2020. La charge d'amortissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 a été de 414 millions de dollars, comparativement à 438 millions de dollars en 2019. La diminution découle principalement de l'ajustement du montant de l'amortissement lié à la décomptabilisation d'un passif incorporel, de l'incidence de la vente des actifs de production décentralisée aux États-Unis en septembre 2019 et de l'incidence des provisions comptabilisées à titre d'immobilisations corporelles au quatrième trimestre de 2019, contrebalancés en partie par la mise en service de RIPET en mai 2019 et par la mise en service des nouveaux actifs. Les intérêts débiteurs pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 ont été de 274 millions de dollars, comparativement à 346 millions de dollars en 2019. La diminution est principalement attribuable à la réduction des taux d'intérêt moyens par rapport à 2019.

AltaGas a comptabilisé une charge d'impôts de 127 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, comparativement à un recouvrement d'impôts de 28 millions de dollars en 2019. L'augmentation de la charge d'impôts s'explique surtout par l'absence de recouvrement d'impôts à la cession des actifs de production décentralisée aux États-Unis au troisième trimestre de 2019, des ajustements aux taux d'imposition unitaires et un recouvrement d'impôts non récurrent par suite de l'adoption au deuxième trimestre de 2019 de la loi *Job Creation Tax Cut* en Alberta, partiellement contrebalancée par une baisse de la charge d'impôts sur les cessions au Canada en 2020. Une charge d'impôts exigibles d'environ 1 million de dollars a été comptabilisée en 2020, dont un montant d'environ 2 millions de dollars était lié à un recouvrement d'impôts lié aux ventes d'actifs.

Le bénéfice net normalisé s'est chiffré à 396 millions de dollars (1,42 \$ par action) pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, comparativement à 347 millions de dollars (1,25 \$ par action) en 2019. L'augmentation est principalement attribuable aux facteurs mentionnés pour le BAIIA normalisé, ainsi qu'à la baisse des intérêts débiteurs et de la charge d'amortissement, partiellement contrebalancés par la hausse de la charge d'impôts. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, le bénéfice net a été normalisé (diminution de 90 millions de dollars) pour tenir compte de montants après impôts suivants : les gains à la vente d'actifs, les coûts de transaction relatifs aux acquisitions et cessions, les coûts de restructuration, les provisions pour actifs, les provisions pour placements comptabilisés à la valeur de consolidation, la perte résultant d'une dilution de participation et les autres ajustements à la quote-part des résultats de placement relativement à l'acquisition de Petrogas, les coûts liés à la COVID-19, le gain comptabilisé à la réévaluation de la participation détenue par AltaGas dans AIJVL à l'acquisition de Petrogas et les gains latents sur les contrats de gestion du risque. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, le bénéfice net a été normalisé (diminution de 422 millions de dollars) pour tenir compte des montants après impôts suivants : les gains à la vente d'actifs, le recouvrement de coûts engagés dans le cadre de l'acquisition de WGL en raison d'un changement au

calendrier de certains de ces coûts, les coûts de transaction liés aux acquisitions et aux cessions, les pertes latentes sur les contrats de gestion du risque, les pertes sur placements, les provisions pour actifs, les provisions pour placements comptabilisés à la valeur de consolidation, un gain au rachat d'actions privilégiées de Washington Gas, l'incidence de la modification du taux d'imposition de l'Alberta ainsi qu'un ajustement du taux d'imposition combiné par suite de l'acquisition de WGL et de ventes d'actifs aux États-Unis. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion pour en savoir davantage sur les ajustements de normalisation.

Mesures financières non conformes aux PCGR

Dans le présent rapport de gestion, il est fait référence à certaines mesures financières utilisées par AltaGas qui n'ont pas de définition normalisée selon les PCGR et qui peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires utilisées par d'autres entités. Les lecteurs sont avisés que ces mesures financières non conformes aux PCGR ne doivent pas être considérées comme des substituts à d'autres mesures du rendement financier calculées selon les PCGR. Les mesures financières non conformes aux PCGR et leur rapprochement aux mesures financières conformes aux PCGR sont présentés ci-après. Ces mesures non conformes aux PCGR fournissent de l'information supplémentaire que la direction juge importante en ce qu'elles décrivent la performance opérationnelle d'AltaGas, sa situation de trésorerie ainsi que sa capacité de financer les dividendes, les dépenses en immobilisations et les autres activités d'investissement. La description des mesures non conformes aux PCGR ainsi que des informations supplémentaires associées à chacune d'entre elles sont présentées ci-après.

Dans le présent rapport de gestion, les expressions BAIIA normalisé, bénéfice net normalisé, liquidités provenant de l'exploitation normalisées, liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées, liquidités provenant de l'exploitation des services publics ajustées normalisées, charge d'impôts normalisée, taux d'imposition effectif normalisé, dette nette et ratio de la dette nette sur le total de la capitalisation ont le sens qui leur est donné dans la présente rubrique.

BAIIA normalisé

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars)	2020	2019 ¹	2020	2019 ¹
Bénéfice net (perte nette) après impôts (mesure conforme aux PCGR)	69 \$	(85) \$	572 \$	840 \$
Ajouter (déduire) :				
Amortissement	108	109	414	438
Intérêts débiteurs	68	77	274	346
Charge (recouvrement) d'impôts	5	(87)	127	(28)
BAIIA	250 \$	14 \$	1 387 \$	1 596 \$
Ajouter (déduire) :				
Coûts de transaction (recouvrements de coûts) liés aux acquisitions et cessions	5	(4)	22	12
Coûts (recouvrement des coûts) des engagements liés à la fusion	—	1	—	(4)
Pertes latentes (gains latents) sur les contrats de gestion du risque	24	64	(21)	85
Participation ne donnant pas le contrôle liée aux placements selon la méthode de la LHVC	—	—	—	8
Pertes sur placements	—	—	—	5
Gains à la vente d'actifs	—	(56)	(223)	(875)
Gain à la réévaluation de la participation détenue auparavant dans AIJVLP	(22)	—	(22)	—
Perte résultant d'une dilution de participation et autres ajustements à la quote-part des résultats de placement	26	—	42	—
Coûts de restructuration	4	—	6	—
Coûts liés à la COVID-19	—	—	2	—
Provision pour actifs	104	415	109	416
Provisions sur placements comptabilisés à la valeur de consolidation	—	—	7	46
Crédits d'impôt à l'investissement liés aux actifs de production décentralisée	—	—	—	7
Charges de désactualisation	2	1	5	5
(Gains) pertes de change	(1)	1	(4)	1
BAIIA normalisé	392 \$	436 \$	1 310 \$	1 302 \$

1) Pour les exercices antérieurs, le BAIIA normalisé comprend également des ajustements pour refléter les variations de la juste valeur de stocks optimaux de gaz naturel. À partir de 2020, ces ajustements ne sont plus apportés parce que la direction considère que la rentabilité opérationnelle d'AltaGas est ainsi mieux représentée. Les ajustements apportés au BAIIA normalisé tiennent plutôt compte maintenant des gains et pertes latents sur les couvertures liées aux stocks optimaux de gaz naturel, qui sont inclus dans les pertes latentes (gains latents) sur les contrats de gestion du risque. Les données des périodes de comparaison ont été retraitées pour refléter ce changement. Ainsi, le BAIIA normalisé de 2019 est maintenant de 1 302 millions de dollars, comparativement au montant de 1 271 millions de dollars présenté dans le rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Le BAIIA est une mesure de la rentabilité opérationnelle d'AltaGas, compte non tenu du mode de financement des activités, de l'amortissement des actifs ou de l'imposition des bénéfices. Le BAIIA est calculé d'après les données des états des résultats consolidés, à partir du bénéfice net (de la perte nette) après impôts ajusté en fonction du montant avant impôts de l'amortissement, des intérêts débiteurs et des impôts sur les bénéfices.

Le BAIIA normalisé comprend des ajustements supplémentaires au titre des coûts de transaction (des recouvrements de coûts) liés aux acquisitions et cessions, des coûts (du recouvrement des coûts) des engagements liés à la fusion par suite d'un changement au calendrier lié à certains engagements découlant de l'acquisition de WGL, des pertes latentes (gains latents) sur les contrats de gestion du risque, de la participation ne donnant pas le contrôle dans certains placements à l'égard desquels la LHVC est appliquée, des pertes sur les placements, du gain à la vente d'actifs, des coûts de restructuration, de la perte résultant d'une dilution de participation et d'autres ajustements à la quote-part des résultats de placement relativement à l'acquisition de Petrogas, du gain à la réévaluation de la participation détenue auparavant dans AIJVLP, des coûts liés à la COVID-19, de provisions pour actifs, de provisions pour placements comptabilisés à la valeur de consolidation, des crédits d'impôt à l'investissement liés aux actifs de production décentralisée, des pertes (gains) de change et des charges de

désactualisation découlant des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Outre la perte résultant d'une dilution de participation, les autres ajustements à la quote-part des résultats de placement comprenaient principalement des montants au titre des indemnités de départ, des coûts de transaction et des dépréciations relativement à l'acquisition de Petrogas. Les coûts liés à la COVID-19 normalisés de 2020 comprenaient essentiellement des pertes sur créances additionnelles directement attribuables à la pandémie de COVID-19 et des frais engagés pour la mise en place de modalités de travail à distance. AltaGas présente le BAIIA normalisé comme mesure supplémentaire. La direction a recours au BAIIA normalisé pour faciliter la compréhension de l'évolution des bénéfices d'AltaGas sur plusieurs périodes. Le BAIIA normalisé est souvent utilisé par les analystes et les investisseurs pour évaluer des entités du même secteur parce qu'il exclut des éléments qui peuvent varier considérablement d'une entité à l'autre en fonction des méthodes comptables choisies, de la valeur comptable des actifs et de la structure du capital.

Bénéfice net normalisé

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars)	2020	2019 ¹	2020	2019 ¹
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires (mesure conforme aux PCGR)	48 \$	(103) \$	486 \$	769 \$
Ajouter (déduire) après impôts :				
Coûts de transaction (recouvrements de coûts) liés aux acquisitions et cessions	3	(3)	18	10
Coûts (recouvrement des coûts) des engagements liés à la fusion	—	1	—	(5)
Pertes latentes (gains latents) sur les contrats de gestion du risque	17	49	(18)	65
Pertes sur placements	—	—	—	5
Gains à la vente d'actifs	(7)	(42)	(204)	(814)
Gain à la réévaluation de la participation détenue auparavant dans AIJVL	(22)	—	(22)	—
Perte résultant d'une dilution de participation et autres ajustements à la quote-part des résultats de placement	26	—	42	—
Coûts de restructuration	3	—	5	—
Coûts liés à la COVID-19	—	—	2	—
Provision pour actifs	79	319	81	320
Provisions sur placements comptabilisés à la valeur de consolidation	—	(6)	6	29
Ajustement du taux d'imposition unitaire en lien avec l'acquisition de WGL et la vente des actifs américains	—	(19)	—	(19)
Gain au rachat d'actions privilégiées	—	(3)	—	(3)
Variation du taux d'imposition prévu par la loi	—	1	—	(10)
Bénéfice net normalisé	147 \$	194 \$	396 \$	347 \$

1) Pour les exercices antérieurs, le BAIIA normalisé comprend également des ajustements pour refléter les variations de la juste valeur de stocks optimaux de gaz naturel. À partir de 2020, ces ajustements ne sont plus apportés parce que la direction considère que la rentabilité opérationnelle d'AltaGas est ainsi mieux représentée. Les ajustements apportés au BAIIA normalisé tiennent plutôt compte maintenant des gains et pertes latents sur les couvertures liées aux stocks optimaux de gaz naturel, qui sont inclus dans les gains latents sur les contrats de gestion du risque. Les données des périodes de comparaison ont été retraitées pour refléter ce changement. Ainsi, le bénéfice net normalisé de 2019 est maintenant de 347 millions de dollars, comparativement au montant de 324 millions de dollars présenté dans le rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Le bénéfice net normalisé représente le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actions ordinaires ajusté pour tenir compte de l'incidence après impôts des coûts de transaction (recouvrements de coûts) liés aux acquisitions et cessions, des coûts (du recouvrement des coûts) des engagements liés à la fusion par suite d'un changement au calendrier lié à certains engagements découlant de l'acquisition de WGL, des pertes latentes (gains latents) sur les contrats de gestion du risque, des pertes sur les placements, des gains à la vente d'actifs, de provisions pour actifs, des provisions pour placements comptabilisés à la valeur de consolidation, des coûts de restructuration, de la perte résultant d'une dilution de participation et

d'autres ajustements relativement à l'acquisition de Petrogas, du gain à la réévaluation de la participation détenue auparavant dans AIJVLP, des coûts liés à la COVID-19, du gain au rachat d'actions privilégiées, d'un ajustement du taux d'imposition combiné en lien avec l'acquisition de WGL et la vente des actifs américains et de la variation du taux d'imposition prévu par la loi. La direction a recours au bénéfice net normalisé pour améliorer la comparabilité des bénéfices d'AltaGas étant donné qu'il reflète le rendement sous-jacent des activités d'AltaGas.

Liquidités provenant de l'exploitation normalisées, liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées et liquidités provenant de l'exploitation des services publics ajustées normalisées

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars)	2020	2019	2020	2019
Flux de trésorerie d'exploitation (mesure financière conforme aux PCGR)	7 \$	16 \$	773 \$	616 \$
Ajouter (déduire) :				
Variation nette des actifs et passifs d'exploitation	311	281	203	232
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations réglées	2	1	4	2
Liquidités provenant de l'exploitation	320 \$	298 \$	980 \$	850 \$
Ajouter (déduire) :				
Coûts de transaction (recouvrements de coûts) liés aux acquisitions et cessions ¹	5	(4)	17	12
Coûts (recouvrement des coûts) des engagements liés à la fusion	—	1	—	(4)
Charge (recouvrement) d'impôts exigibles sur les ventes d'actifs	(2)	37	(2)	37
Coûts de restructuration	4	—	6	—
Coûts liés à la COVID-19	—	—	2	—
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées	327 \$	332 \$	1 003 \$	895 \$
Ajouter (déduire) :				
Trésorerie reçue des (versée aux) participations ne donnant pas le contrôle, montant net	(4)	(4)	(21)	35
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien des secteurs autres que Services publics	(18)	(4)	(36)	(26)
Dividendes sur actions privilégiées versés	(16)	(17)	(66)	(68)
Liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées	289 \$	307 \$	880 \$	836 \$
Déduire :				
Amortissement des services publics	(73)	(71)	(295)	(276)
Liquidités provenant de l'exploitation des services publics ajustées normalisées	216 \$	236 \$	585 \$	560 \$

1) Les montants sans effet sur la trésorerie sont exclus.

Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées, les liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées et les liquidités provenant de l'exploitation des services publics ajustées normalisées aident la direction et les investisseurs à analyser la liquidité de la Société. La direction a recours à cette mesure pour comprendre sa capacité de générer des fonds pour financer les dépenses en immobilisations, rembourser la dette, verser des dividendes et s'acquitter d'autres activités d'investissement.

Les liquidités provenant de l'exploitation sont calculées d'après les données des états des flux de trésorerie consolidés et correspondent aux flux de trésorerie d'exploitation, ajustés pour tenir compte de la variation nette des actifs et passifs d'exploitation et des dépenses engagées pour régler les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées se fondent sur les liquidités provenant de l'exploitation, qui ont été ajustées pour tenir compte des charges hors exploitation (déduction faite des impôts exigibles), comme les coûts de transaction

(recouvrements de coûts) liés aux acquisitions et cessions, les coûts (le recouvrement des coûts) des engagements liés à la fusion, la charge (le recouvrement) d'impôts exigibles sur les ventes d'actifs, les coûts liés à la COVID-19 et les coûts de restructuration. Les liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées se fondent sur les liquidités provenant de l'exploitation normalisées qui ont été ajustées pour éliminer l'incidence des transactions au comptant avec des participations ne donnant pas le contrôle, des dépenses en immobilisations liées à l'entretien des secteurs autres que Services publics et des dividendes sur actions privilégiées versés. Les liquidités provenant de l'exploitation des services publics ajustées normalisées se fondent sur les liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées, qui ont été aussi ajustées pour tenir compte de l'amortissement du secteur Services publics.

Les liquidités provenant de l'exploitation, les liquidités provenant de l'exploitation normalisées, les liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées et les liquidités provenant de l'exploitation des services publics ajustées normalisées, telles qu'elles sont présentées, ne doivent pas être considérées comme interchangeables avec les flux de trésorerie d'exploitation ou toute autre mesure des flux de trésorerie définie selon les PCGR.

Charge d'impôts normalisée

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars)	2020	2019	2020	2019
Charge (recouvrement) d'impôts (mesure financière conforme aux PCGR)	5 \$	(87) \$	127 \$	(28) \$
Ajouter (déduire) l'incidence fiscale des éléments suivants :				
Coûts de transaction (recouvrements de coûts) liés aux acquisitions et cessions	2	(1)	4	2
Pertes latentes (gains latents) sur contrats de gestion du risque	6	13	(4)	19
Gains à la vente d'actifs	7	(14)	(19)	(61)
Coûts de restructuration	1	—	1	—
Provision pour actifs	25	96	28	96
Provisions sur placements comptabilisés à la valeur de consolidation	—	6	1	18
Variation du taux d'imposition prévu par la loi	—	(1)	—	10
Ajustement du taux d'imposition unitaire en lien avec l'acquisition de WGL et la vente des actifs américains	—	19	—	19
Crédits d'impôt à l'investissement liés aux actifs de production décentralisée	—	1	—	7
Charge d'impôts normalisée	46 \$	32 \$	138 \$	82 \$

La charge d'impôts normalisée représente le recouvrement (la charge) d'impôts ajusté(e) pour tenir compte de l'incidence fiscale des coûts de transaction (recouvrements de coûts) liés aux acquisitions et aux cessions, des pertes latentes (gains latents) sur les contrats de gestion du risque, des gains à la vente d'actifs, des coûts de restructuration, de provisions pour actifs, des provisions sur placements comptabilisés à la valeur de consolidation, d'un ajustement du taux d'imposition combiné en lien avec l'acquisition de WGL et la vente des actifs américains, de la variation du taux d'imposition prévu par la loi et des crédits d'impôt à l'investissement liés aux actifs de production décentralisée. Cette mesure, qui est utilisée par la direction pour améliorer la comparabilité de l'incidence des impôts sur le bénéfice d'AltaGas étant donné qu'elle reflète le rendement sous-jacent des activités d'AltaGas, est présentée afin d'offrir cette perspective aux analystes et aux investisseurs.

Dettes nette et ratio de la dette nette sur le total de la capitalisation

La Société utilise la dette nette et le ratio de la dette nette sur le total de la capitalisation pour faire le suivi de la structure de son capital et de ses besoins en financement. Cette mesure sert aussi à évaluer la solidité financière de la Société, et elle est

présentée afin d'offrir cette perspective aux analystes et aux investisseurs. La dette nette est définie comme étant la dette à court terme (exclusion faite du financement de projets de tiers reçu pour la construction de projets de services de gestion énergétique), plus la tranche échéant à moins d'un an et la tranche à long terme de la dette à long terme, moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie. Le total de la capitalisation correspond à la dette nette plus le total de l'avoir des actionnaires et les participations ne donnant pas le contrôle. Pour plus de détail sur ces mesures non conformes aux PCGR, se reporter à la rubrique «Sources de financement» du présent rapport de gestion.

Calculs supplémentaires

Rapprochement du BAIIA normalisé et du bénéfice net normalisé

Le tableau suivant présente un rapprochement supplémentaire du BAIIA normalisé et du bénéfice net normalisé. Ces deux mesures non conformes aux PCGR ont déjà fait l'objet d'un rapprochement avec les mesures financières pertinentes selon les PCGR dans la section ci-dessus. Ces renseignements sont fournis à titre d'information supplémentaire pour aider les analystes et les investisseurs à comparer le BAIIA normalisé au bénéfice net normalisé et ne visent pas à remplacer les rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR les plus comparables. Les lecteurs ne devraient pas se fier indûment à ce rapprochement supplémentaire.

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2020	2019	2020	2019
BAIIA normalisé	392 \$	436 \$	1 310 \$	1 302 \$
Ajouter (déduire) :				
Amortissement	(108)	(109)	(414)	(438)
Intérêts débiteurs	(68)	(77)	(274)	(346)
Recouvrement (charge) d'impôts	(5)	87	(127)	28
Éléments de normalisation influant sur le recouvrement d'impôts	(42)	(119)	(12)	(110)
Charges de désactualisation	(2)	(1)	(5)	(5)
Gains (pertes) de change	1	(1)	4	(1)
Participation ne donnant pas le contrôle liée aux placements selon la méthode de la LHVC	—	—	—	(8)
Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(5)	(5)	(20)	(7)
Dividendes sur actions privilégiées	(16)	(17)	(66)	(68)
Bénéfice net normalisé	147 \$	194 \$	396 \$	347 \$

Calcul du taux d'imposition effectif normalisé

Le tableau suivant présente le calcul du taux d'imposition effectif normalisé à partir du bénéfice net normalisé et de la charge d'impôts normalisée. Ces deux mesures non conformes aux PCGR ont déjà fait l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR pertinentes dans la section ci-dessus. Ce calcul est fourni à titre d'information supplémentaire pour aider les analystes et les investisseurs à comparer la charge d'impôts normalisée au bénéfice net normalisé et ne visent pas à remplacer les rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR les plus comparables. Les lecteurs ne devraient pas se fier indûment à ce calcul supplémentaire.

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2020	2019	2020	2019
Bénéfice net normalisé	147 \$	194 \$	396 \$	347 \$
Ajouter (déduire) :				
Charge d'impôts normalisée	46	32	138	82
Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	5	5	20	7
Participation ne donnant pas le contrôle liée aux placements selon la méthode de la LHVC	—	—	—	8
Dividendes sur actions privilégiées	16	17	66	68
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices normalisé	214 \$	248 \$	620 \$	512 \$
Taux d'imposition effectif normalisé (en %) ¹	21,5	12,9	22,3	16,0

1) Correspond à la charge d'impôts normalisée divisée par le bénéfice avant impôts sur les bénéfices normalisé.

Résultats d'exploitation par secteur d'activité

En 2020, AltaGas a modifié ses secteurs isolables pour les aligner sur la structure de ses activités après les ventes d'actifs en 2019 dans le cadre de son programme de monétisation d'actifs. Après ces changements, AltaGas s'est recentrée sur ses principaux secteurs Services publics et Intermédiaire. Conformément à la vision stratégique de la direction pour les activités et la base sur laquelle cette dernière évalue la performance et attribue les ressources, AltaGas compte à partir de 2020 deux secteurs d'exploitation : Services publics (qui comprend maintenant les activités de commercialisation au détail de WGL) et Intermédiaire. Ces secteurs d'exploitation n'ont pas été regroupés lors de la détermination des secteurs isolables d'AltaGas.

BAIIA normalisé ^{1, 2}	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices les 31 décembre	
(en millions de dollars)	2020	2019	2020	2019
Services publics	259 \$	260 \$	788 \$	698 \$
Intermédiaire	128	179	473	531
Total partiel : secteurs d'exploitation	387 \$	439 \$	1 261 \$	1 229 \$
Siège social/autres	5	(3)	49	73
	392 \$	436 \$	1 310 \$	1 302 \$

1) Mesure financière non conforme aux PCGR; se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion.

2) À compter de 2020, la direction n'ajuste plus le BAIIA normalisé et le bénéfice net normalisé pour tenir compte des variations de la juste valeur de stocks optimaux de gaz naturel. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion. Ainsi, les données pour les périodes de comparaison ont été ajustées pour refléter l'incidence avant impôts et après impôts de ce changement sur le BAIIA normalisé et le bénéfice net normalisé, respectivement.

Produits (en millions de dollars)	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2020	2019	2020	2019
Services publics	1 092 \$	1 179 \$	3 817 \$	4 044 \$
Intermédiaire	572	326	1 636	1 260
Total partiel : secteurs d'exploitation	1 664 \$	1 505 \$	5 453 \$	5 304 \$
Siège social/autres	34	34	135	223
Éliminations intersectorielles	(9)	(5)	(1)	(32)
	1 689 \$	1 534 \$	5 587 \$	5 495 \$

Services publics

Statistiques d'exploitation

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2020	2019	2020	2019
Livraison de gaz naturel – utilisation finale (gpc) ¹	50,0	52,2	151,7	159,4
Livraison de gaz naturel – transport (gpc) ¹	35,6	38,3	124,1	134,4
Points de service (en milliers) ²	1 672	1 653	1 672	1 653
Variation degrés-jours par rapport à la normale – SEMCO Gas (%) ³	(4,4)	4,3	(4,6)	5,0
Variation degrés-jours par rapport à la normale – ENSTAR (%) ³	0,2	(20,6)	5,6	(17,7)
Variation degrés-jours par rapport à la normale – Washington Gas (%) ^{3, 4}	(10,6)	(3,2)	(11,2)	(7,9)
Commercialisation de l'énergie au détail – volumes des ventes de gaz (mmpc)	18 053	20 131	59 782	64 460
Commercialisation de l'énergie au détail – volumes des ventes d'électricité (GWh)	3 257	3 291	13 607	13 218

1) Un gpc équivaut à un milliard de pieds cubes.

2) Représentent l'ensemble des points de service des Services publics, y compris le transport et les secteurs d'activité à tarifs non réglementés.

3) Un degré-jour représente une mesure de la froideur déterminée quotidiennement en nombre de degrés où la température moyenne du jour en question se situe en dessous de 65 degrés Fahrenheit. Les degrés-jours pour une période donnée sont déterminés en ajoutant les degrés-jours obtenus au cours de chaque jour de la période. Les degrés-jours normaux pour une période donnée correspondent à la moyenne des degrés-jours au cours des 15 années précédentes pour SEMCO Gas, au cours des 10 années précédentes pour ENSTAR et au cours des 30 années précédentes pour Washington Gas.

4) Dans certains territoires de Washington Gas (Virginie et Maryland), des mécanismes de facturation sont en place afin d'éliminer les effets des variations dans l'utilisation par les clients causées par les conditions météorologiques et d'autres facteurs tels que la conservation. Dans le District de Columbia, il n'y a pas de mécanisme de facturation tenant compte de la normalisation des conditions météorologiques, et Washington Gas n'a pas de couverture pour compenser les effets des conditions météorologiques. Par conséquent, un temps plus froid ou plus chaud entraînera des écarts dans les résultats financiers.

Mesures liées à la réglementation

	Exercices clos les 31 décembre	
	2020	2019
RCP approuvé (%) ¹	10,0	10,1
Rendement de la dette approuvé (%) ¹	5,4	5,4
Base tarifaire (en millions de dollars) ^{2, 3, 4}	4 291	3 865

1) Moyenne des services publics à tarifs réglementés.

2) La base tarifaire est représentative du potentiel de bénéfices de chaque entreprise de services publics au fil du temps. Les produits requis approuvés pour chaque service public sont généralement fondés sur la base tarifaire approuvée par l'organisme de réglementation en ce qui concerne la demande de hausse tarifaire, qui peut toutefois être différente de celle mentionnée ci-dessus.

3) Correspond à la participation de 65 % d'AltaGas dans Cook Inlet Natural Gas Storage Alaska LLC.

4) En dollars américains.

Au quatrième trimestre de 2020, le secteur Services publics d'AltaGas a connu des températures plus chaudes pour SEMCO, des températures plus froides pour ENSTAR et des températures plus chaudes pour Washington Gas qu'au trimestre correspondant de 2019.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, le secteur Services publics d'AltaGas a connu des températures plus chaudes pour SEMCO, des températures plus froides pour ENSTAR et des températures plus chaudes pour Washington Gas qu'en 2019.

Les points de service avaient augmenté d'environ 20 000 sites au 31 décembre 2020 comparativement au 31 décembre 2019 en raison de la croissance du nombre de clients.

Au quatrième trimestre de 2020, les volumes des ventes de gaz des activités de commercialisation de l'énergie au détail aux États-Unis se sont élevés à 18 053 mmpc, contre 20 131 mmpc pour le trimestre correspondant de 2019. La diminution s'explique principalement par les répercussions de la COVID-19. Au quatrième trimestre de 2020, les volumes des ventes d'électricité des activités de commercialisation de l'énergie au détail aux États-Unis se sont élevés à 3 257 GWh, contre 3 291 GWh pour le trimestre correspondant de 2019. La diminution s'explique principalement par les répercussions de la COVID-19, en partie contrebalancées par la croissance du nombre de clients servis par l'entreprise.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les volumes des ventes de gaz des activités de commercialisation de l'énergie au détail aux États-Unis se sont élevés à 59 782 mmpc, contre 64 460 mmpc pour la période correspondante de 2019. La diminution s'explique principalement par les répercussions de la COVID-19. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les volumes des ventes d'électricité des activités de commercialisation de l'énergie au détail aux États-Unis se sont élevés à 13 607 GWh, contre 13 218 GWh pour la période correspondante de 2019. L'augmentation s'explique principalement par la croissance du nombre de clients servis par l'entreprise, en partie neutralisée par les répercussions de la COVID-19.

Trois mois clos les 31 décembre

Les Services publics ont inscrit un BAIIA normalisé de 259 millions de dollars au quatrième trimestre de 2020, comparativement à 260 millions de dollars au trimestre correspondant de 2019. Les facteurs qui ont eu une incidence positive sur le BAIIA normalisé comprennent la hausse des tarifs et des marges sur le gaz de SEMCO, la hausse des produits découlant des programmes de remplacement accéléré des conduites, la hausse des marges sur le gaz des activités de commercialisation de l'énergie au détail de WGL découlant des prix favorables, contrebalancés en partie par les répercussions de la COVID-19 et les températures plus froides en Alaska. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'annulation des frais de retard et des charges connexes par les services publics en lien avec la COVID-19, l'incidence de la vente d'ACI et la baisse des marges sur l'électricité des activités de commercialisation de l'énergie au détail de WGL du fait des répercussions de la COVID-19, le tout en partie contrebalancé par la baisse des frais de mobilisation de capacité en 2020, l'augmentation des charges liées aux régimes d'avantages sociaux et aux régimes incitatifs à l'intention des employés, un ajustement des crédits d'énergie résidentiels reçu en 2019, les ajustements découlant de la révision des tarifs pour la Virginie en 2019 et les températures plus élevées au Michigan.

Exercices clos les 31 décembre

Le secteur des Services publics a inscrit un BAIIA normalisé de 788 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, comparativement à 698 millions de dollars en 2019. L'augmentation du BAIIA normalisé s'explique surtout par l'incidence des révisions de tarifs de Washington Gas pour le Maryland et la Virginie, l'incidence d'un changement de méthode comptable touchant le coût net périodique des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite de Washington Gas (se reporter à la rubrique «Estimations comptables critiques» du présent rapport de gestion pour plus de détails), la hausse des tarifs de SEMCO à compter de janvier 2020 par suite de l'approbation de sa révision de tarifs de 2019, la hausse des produits découlant des programmes de remplacement accéléré des conduites, les températures plus froides en Alaska, la baisse des charges d'exploitation des activités de commercialisation de l'énergie au détail de WGL et l'incidence favorable de l'appréciation du dollar américain. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par les températures plus élevées au Michigan et dans le District de Columbia, la baisse de la consommation, qui s'explique essentiellement par la pandémie de COVID-19, l'annulation des frais de retard et des charges connexes par les services publics en lien avec la COVID-19, la baisse des marges des activités de commercialisation de l'électricité au détail de WGL en raison des

répercussions de la COVID-19, le tout en partie contrebalancé par la baisse des frais de mobilisation de capacité en 2020, la baisse des marges et des volumes des activités de commercialisation de gaz au détail de WGL en raison des températures plus élevées et de l'incidence de la pandémie de COVID-19, en partie contrebalancée par des prix favorables, et l'incidence de la vente d'ACI.

En 2020, le secteur Services publics a comptabilisé un gain avant impôts de 206 millions de dollars à la cession d'ACI. Aucune cession n'a eu lieu dans le secteur Services publics au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Faits nouveaux concernant les demandes tarifaires

Services publics / Territoire	Date du dépôt	Demande	État	Moment attendu de la décision
Washington Gas – District de Columbia	Janvier 2020	Augmentation de 35 millions de dollars américains des tarifs de base, dont 9 millions de dollars américains en frais supplémentaires annuels au titre du programme PROJECT <i>pipes</i> que payent actuellement les clients pour le remplacement accéléré des conduites. L'augmentation additionnelle demandée pour les tarifs de base est donc d'environ 26 millions de dollars américains.	Washington Gas a déposé cette demande tarifaire le 13 janvier 2020. Washington Gas a aussi demandé l'approbation d'un mécanisme de normalisation des produits visant à réduire les fluctuations des factures des clients en raison de la variation de la consommation selon les conditions météorologiques. Des mécanismes semblables sont en place au Maryland et en Virginie. Le 29 avril 2020, la PSC du DC a publié une ordonnance visant l'établissement d'un calendrier procédural. Elle a également relevé des éléments devant être corrigés dans le témoignage complémentaire direct que Washington Gas prévoit déposer le 15 mai 2020. Washington Gas a déposé sa contre-preuve le 14 septembre 2020. Le 8 décembre 2020, Washington Gas a déposé une requête auprès de la PSC du DC sollicitant l'approbation d'une entente de règlement afin de résoudre les questions au dossier. Les parties au règlement ont convenu d'une augmentation de 20 millions de dollars américains des tarifs de base, comprenant les frais supplémentaires au titre du programme PROJECT <i>pipes</i> auparavant perçus sous la forme d'un avenant et un rendement des capitaux propres de 9,25 %. Les parties au règlement conviennent que ce règlement ne concerne que les coûts du programme PROJECT <i>pipes</i> relatifs aux conduites achevées et en service à la date à laquelle Washington Gas a déposé sa contre-preuve (c.-à-d. le 14 septembre 2020). La contre-preuve déposée par Washington Gas comprenait le transfert dans les tarifs de base d'un montant maximal d'environ 100 millions de dollars américains au titre de l'usine PROJECT <i>pipes</i> en service. Ce règlement ne crée aucun précédent à l'égard des futures demandes de recouvrement des coûts au titre du programme PROJECT <i>pipes</i> . Washington Gas convient qu'elle ne demandera pas d'augmentation des tarifs de distribution ou de nouveaux mécanismes de tarification visant déjà une augmentation des tarifs des clients dans le District de Columbia avant le 31 août 2021. Le 24 février 2021, la PSC du DC a approuvé la révision des tarifs de base de 20 millions de dollars américains recommandée dans l'entente de règlement. Les nouveaux tarifs entreront en vigueur le 1 ^{er} avril 2021.	Entente de règlement approuvée en février 2021

Services publics / Territoire	Date du dépôt	Demande	État	Moment attendu de la décision
Washington Gas – Maryland	Août 2020	Hausse des tarifs de base de 27 millions de dollars américains, dont environ 6 millions de dollars américains renvoient actuellement à des coûts perçus au moyen des frais supplémentaires liés au programme STRIDE pour la mise à niveau des réseaux. L'augmentation additionnelle demandée pour les tarifs de base est donc d'environ 21 millions de dollars américains.	Washington Gas a déposé cette demande tarifaire le 28 août 2020. Le 31 août 2020, la PSC du Maryland a inscrit la demande au registre et attribué l'affaire à la division Public Utility Law Judge (PULJ). Le 28 septembre 2020, la division PULJ a tenu une conférence préparatoire à l'audience et établi un calendrier procédural qui prévoit qu'une décision définitive sera rendue le 26 mars 2021 ou vers cette date. Washington Gas a déposé sa contre-preuve le 8 décembre 2020. La PULJ a publié un projet d'ordonnance à l'égard de la demande le 12 février 2021 et un erratum afin de corriger le projet d'ordonnance le 19 février 2021. Selon le projet d'ordonnance corrigé, Washington Gas peut augmenter ses tarifs de distribution de gaz naturel au Maryland d'environ 13 millions de dollars américains (y compris 5 millions de dollars américains au titre des frais supplémentaires liés au programme STRIDE), ce qui correspond à un rendement des capitaux propres de 9,70 %. La date limite pour interjeter appel est le 26 février 2021 et une ordonnance sera publiée par la suite. Washington Gas prévoit que les nouveaux tarifs entreront en vigueur à la fin mars 2021.	Attendue à la fin du T1-2021

Ordonnances liées à la COVID-19

Le 16 mars 2020, le Council of the District of Columbia (Conseil du DC) a adopté une loi interdisant de couper les services d'électricité et de gaz aux clients en défaut de paiement en temps d'urgence sanitaire. L'urgence sanitaire déclarée par le maire du District de Columbia et les ordonnances connexes ont été de nouveau prolongées jusqu'au 31 mars 2021 et l'interdiction de couper les services est en vigueur jusqu'à 15 jours suivant la fin de l'urgence sanitaire. Le 15 avril 2020, la PSC du DC a émis une ordonnance autorisant Washington Gas à créer un compte d'actif réglementaire pour tenir compte des coûts additionnels engagés de façon prudente en lien avec la COVID-19 à compter du 11 mars 2020 et pour en faire le suivi.

Le 16 mars 2020, le gouverneur du Maryland a émis une ordonnance interdisant aux services publics à tarifs réglementés les déconnexions et l'imposition de frais de retard pour les clients résidentiels jusqu'au 1^{er} mai 2020, laquelle a ensuite été prolongée jusqu'au 31 août 2020. Le 22 septembre 2020, la PSC du Maryland a prolongé le moratoire sur les coupures de service jusqu'au 15 novembre 2020. Le moratoire sur les coupures de services en hiver (c.-à-d. du 1^{er} novembre au 31 mars) a repoussé la date de résiliation des services aux clients résidentiels jusqu'au 1^{er} avril 2021. Le 9 avril 2020, la PSC du Maryland a autorisé les sociétés de services publics à établir un compte d'actif réglementaire pour comptabiliser les coûts de recouvrement et autres coûts additionnels liés à la COVID-19 engagés de façon prudente à compter du 16 mars 2020. Les 27 et 28 août 2020, la PSC du Maryland a tenu la conférence publique 53 pour examiner l'incidence de l'ordonnance sur les services publics et les services qu'ils fournissent. Le 31 août 2020, la PSC du Maryland a rendu une ordonnance précisant 1) que le secteur Services publics ne peut résilier de services ou imposer de frais de retard jusqu'au 1^{er} octobre 2020, et que tout avis de résiliation visant des comptes résidentiels envoyé avant cette date est invalide; 2) qu'une société de services publics doit donner un préavis au moins 45 jours avant la résiliation des services offerts à un client résidentiel; 3) que les sociétés de services publics proposant des plans de paiement structurés à des clients résidentiels présentant des retards de paiement ou dans l'incapacité de payer doivent accorder un délai d'au moins 12 mois pour le remboursement, cette période pouvant être portée à 24 mois pour les clients à faible revenu; 4) que les sociétés de services publics ne peuvent ni recouvrer ni exiger de mises de fonds ou de dépôts pour l'adhésion d'un client résidentiel à un plan de paiement et 5) que les sociétés de services publics ne peuvent ni refuser de négocier ni refuser un plan de paiement à un client résidentiel bénéficiant d'un

service si celui-ci n'a pas respecté les conditions d'un autre plan de paiement au cours des 18 derniers mois. Tel que demandé par la PSC du Maryland, les services publics du Maryland détenus par des investisseurs ont déposé le 7 octobre 2020 un projet commun à l'égard d'un programme de gestion des arriérés, qui a été suivi d'une audience de nature juridique en novembre 2020. Le 21 décembre 2020, la PSC du Maryland a rejeté le projet proposé à l'égard du programme de gestion des arriérés. Elle continuera de faire le suivi des données fournies par les services publics à l'égard des arriérés des clients, et pourra réexaminer cette question à l'avenir.

Le 16 mars 2020, la State Corporation Commission of Virginia (SCC de Virginie) a émis une ordonnance interdisant de couper les services d'électricité, de gaz, d'eau et d'égout pendant la crise sanitaire du coronavirus et pris certaines mesures de protection des consommateurs. Bien que l'ordonnance de la SCC de Virginie ait été prolongée, l'ordonnance d'interdiction de couper les services a pris fin le 5 octobre 2020, mais non la protection des consommateurs. Toutefois, après l'expiration de l'ordonnance d'interdiction de couper les services le 16 octobre 2020, l'assemblée générale de la Virginie a approuvé l'adoption d'une loi permettant d'étendre l'interdiction de couper les services aux clients résidentiels en cas de non-paiement de factures ou de frais jusqu'à ce que le gouverneur détermine que l'interdiction ne doit pas être maintenue ou jusqu'à au moins 60 jours après que l'état d'urgence décrété le 12 mars 2020 prenne fin, selon la première éventualité. La loi prévoit également les plans de protection des consommateurs, et exige des services publics qu'ils offrent aux clients des plans de remboursement d'arriérés sans frais, sans dépôts et sans critères d'admissibilité. Cette loi est entrée en vigueur en novembre 2020. Le 29 avril 2020, la SCC de Virginie a émis une ordonnance approuvant une demande de Washington Gas et d'autres services publics de la Virginie de créer un actif réglementaire pour comptabiliser les coûts marginaux prudemment engagés et les frais de retard de paiement suspendus liés à la pandémie de COVID-19. La loi adoptée par l'assemblée générale le 16 octobre 2020 contient des exigences en matière d'information à fournir par les services publics sur les mauvaises créances et des exemptions à l'intention des services publics aux exigences en fonction des faits et circonstances propres à un service public. Le 8 décembre 2020, Washington Gas a reçu une aide de 7,7 millions de dollars américains en vertu de la *Coronavirus Aid, Relief, and Economic Security (CARES) Act* (la « loi CARES ») de la Virginie au titre des arriérés des clients. Les clients de la Virginie doivent satisfaire aux critères établis dans le programme pour obtenir les fonds. Les fonds inutilisés seront remboursés à la SCC de Virginie d'ici le 10 décembre 2021.

Le 10 avril 2020, le gouverneur de l'Alaska a signé le projet de loi du sénat 241, qui permet aux services publics certifiés d'enregistrer un actif réglementaire au titre des coûts extraordinaires et des factures de services publics résidentiels irrécouvrables qui résultent de l'état d'urgence sanitaire liée à la COVID-19 déclaré par le gouverneur le 11 mars 2020. Les dépenses extraordinaires considérées par les services publics comme résultant de la COVID-19 doivent être approuvées par la RCA avant de pouvoir être recouvrées par le biais de tarifs futurs. En réponse au projet de loi du sénat 241, le 15 avril 2020, la RCA a ouvert un dossier d'information pour recueillir des informations, notamment sur la manière dont les services publics gèrent la situation de la COVID-19 et ses conséquences. Elle discutera également des sections du projet de loi du sénat 241 concernant les délais pour les actions de la Commission et les actifs réglementaires lors d'une réunion publique ultérieure.

Le 15 avril 2020, la MPSC a émis une ordonnance autorisant les services publics à comptabiliser un actif réglementaire pour tenir compte des créances douteuses excédant les tarifs approuvés. La question du recouvrement des coûts additionnels n'est pas abordée dans l'ordonnance, mais les services publics ont soumis des commentaires et des réponses respectivement les 30 avril 2020 et 13 mai 2020 sur ce que la MPSC devrait considérer comme des coûts extraordinaires, des économies de coûts et des produits additionnels en lien avec la COVID-19, et sur la façon de faire le suivi de ces coûts. De plus, l'ordonnance comprend une liste des mesures additionnelles de protection des clients. Le 23 juillet 2020, la MPSC a émis une ordonnance selon laquelle tout service public à tarifs réglementés cherchant à recouvrer les charges liées à la COVID-19 autres que les charges non recouvrables doit faire une demande d'information auprès de la MPSC au plus tard le 2 novembre 2020. SEMCO Gas n'a pas déterminé d'actif réglementaire au titre des créances douteuses, étant donné que la provision pour créances douteuses ne devrait pas dépasser le niveau approuvé lors de l'instance relative à sa dernière demande tarifaire. En outre, SEMCO Gas a établi qu'elle n'obtiendrait qu'un avantage minime si elle déposait une demande de recouvrement des coûts additionnels liés à la COVID-19, du fait des frais juridiques qu'elle devrait engager pour déposer une telle demande auprès d'un organisme de réglementation.

Secteur Intermédiaire

Statistiques d'exploitation

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2020	2019	2020	2019
Volumes d'exportation à RIPET (b/j) ^{1, 3}	37 782	36 394	39 285	35 446
Volumes d'exportation à Ferndale (b/j) ^{2, 3}	33 979	—	33 979	—
Total de la capacité d'amenée de gaz traitée (mmpc/j) ³	1 409	1 413	1 357	1 407
Volumes d'extraction d'éthane (b/j) ³	30 766	25 951	28 018	23 826
Volumes d'extraction de LGN (b/j) ^{3, 4}	34 199	32 313	32 206	34 054
Volumes de fractionnement (b/j) ³	27 026	20 310	23 559	20 159
Différentiels de fractionnement – réalisés (\$/b) ^{3, 5}	13,95	16,54	14,37	17,47
Différentiels de fractionnement – prix au comptant moyen (\$/b) ^{3, 6}	9,33	8,29	5,42	11,05
Écart de prix du propane entre le Far East Index (FEI) et Mont Belvieu (\$ US/b) ⁷	15,01	17,95	11,72	14,88
Stocks optimaux de gaz naturel (gpc)	39,3	41,4	39,3	41,4

1) Volumes de propane exportés à RIPET depuis que l'installation a été mise en service en mai 2019.

2) Volumes de propane et de butane exportés à Ferndale pour la période suivant la clôture de l'acquisition de Petrogas le 15 décembre 2020.

3) Moyenne de la période.

4) Les volumes de LGN se rapportent au propane, au butane et au condensat.

5) Le différentiel de fractionnement réalisé, ou marge de LGN réalisée, exprimé en dollars par baril de LGN, est fondé sur les ventes comptabilisées par le secteur pendant la période pour les volumes exposés aux différentiels de fractionnement plus la valeur du règlement des couvertures de différentiel de fractionnement de la période moins les primes d'extraction, divisées par le total des volumes exposés aux différentiels de fractionnement produits pendant la période.

6) Le différentiel de fractionnement moyen au comptant, ou marge de LGN moyenne au comptant, exprimé en dollars par baril de LGN, est représentatif du prix de vente moyen qu'AltaGas obtient pour le propane, le butane et le condensat moins les primes d'extraction, compte non tenu des couvertures, divisé par les volumes exposés aux différentiels de fractionnement respectifs pour la période.

7) Écart du prix du propane moyen entre le FEI et Mont Belvieu TET Commercial Index pour la période commençant en mai 2019.

Les volumes de propane exportés à RIPET vers l'Asie pour les trois mois clos le 31 décembre 2020 se sont établis en moyenne à 37 782 b/j, contre 36 394 b/j pour la période correspondante de 2019. Six expéditions complètes et une expédition partielle ont eu lieu au quatrième trimestre de 2020, contre six expéditions à la période correspondante de 2019. Les volumes de propane et de butane exportés à Ferndale se sont établis en moyenne à 33 979 b/j, deux expéditions vers l'Asie ayant eu lieu pour la période suivant la clôture de l'acquisition de Petrogas.

Les volumes de propane exportés à RIPET vers l'Asie pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 se sont établis en moyenne à 39 285 b/j, contre 35 446 b/j pour la période correspondante de 2019. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, 27 expéditions ont eu lieu contre 15 expéditions à la période correspondante de 2019. La hausse des volumes d'exportation et des expéditions dans le monde tient au fait que RIPET a été en activité pour l'exercice 2020 au complet, que le nombre de chargements vendus sur le marché au comptant a augmenté et qu'une nouvelle entente à durée déterminée est entrée en vigueur en septembre 2019. Les volumes de propane et de butane exportés à Ferndale se sont établis en moyenne à 33 979 b/j, deux expéditions vers l'Asie ayant eu lieu pour la période suivant la clôture de l'acquisition de Petrogas.

Pour le quatrième trimestre de 2020, la capacité d'amenée de gaz traitée a diminué de 4 mmpc/j par rapport à celle du trimestre correspondant de 2019. La diminution de la capacité d'amenée de gaz traitée au quatrième trimestre de 2020 est attribuable à la diminution de la capacité d'amenée à Younger en raison d'un arrêt pour entretien planifié en septembre 2020, qui a été prolongé jusqu'à la fin octobre, et à la diminution de la capacité d'amenée à EEEP. La diminution a été partiellement contrebalancée par les volumes additionnels de l'installation de coupe lourde Townsend nouvellement construite, qui est entrée en service en mai 2020, et par la capacité d'amenée plus élevée aux installations JEEP, Gordondale et Blair Creek.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, la capacité d'amenée de gaz traitée a diminué de 50 mmpc/j par rapport à celle de la période correspondante de 2019. Les facteurs ayant eu une incidence défavorable sur la capacité d'amenée de gaz traitée

au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020 comprennent la diminution de la capacité d'amenée aux installations d'extraction, la baisse des volumes traités dans le cadre d'engagements fermes à l'installation de coupe légère Townsend et la cession de certaines installations secondaires en février 2019. La diminution a été partiellement contrebalancée par les volumes de l'installation de coupe lourde Townsend qui est entrée en service en mai 2020, de l'installation Nig Creek qui est entrée en service en septembre 2019 et la capacité d'amenée plus élevée à l'installation Gordondale.

Pour le quatrième trimestre de 2020, les volumes moyens d'extraction d'éthane ont augmenté de 4 815 b/j, alors que les volumes moyens de production de LGN ont augmenté de 1 886 b/j par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2019. La hausse des volumes d'éthane est attribuable à l'augmentation des volumes d'éthane sous contrat aux installations d'extraction. La hausse des volumes d'extraction de LGN est attribuable aux volumes d'extraction de LGN additionnels à l'installation de coupe lourde Townsend qui est entrée en service en mai 2020, en partie contrebalancés par la diminution de la capacité d'amenée à certaines installations d'extraction, en particulier à l'installation de Younger en raison d'un arrêt pour entretien planifié, et à la diminution de la capacité d'amenée à l'installation de coupe légère Townsend.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les volumes moyens d'extraction d'éthane ont augmenté de 4 192 b/j, alors que les volumes moyens de production de LGN ont baissé de 1 848 b/j par rapport à ceux de 2019. La hausse des volumes d'éthane est attribuable à l'augmentation des volumes d'éthane sous contrat aux installations d'extraction. La baisse des volumes d'extraction de LGN est attribuable à la diminution de la capacité d'amenée à l'installation de coupe légère Townsend ainsi qu'aux installations d'extraction, notamment à l'installation Younger, en partie contrebalancée par les volumes d'extraction de LGN additionnels à l'installation de coupe lourde Townsend qui est entrée en service en mai 2020.

Les volumes de fractionnement pour le quatrième trimestre de 2020 ont augmenté de 6 716 b/j comparativement à ceux du trimestre correspondant de 2019. Les volumes de fractionnement ont augmenté en raison de l'agrandissement de North Pine, des volumes additionnels de liquides des installations du nord-est de la Colombie-Britannique, y compris l'installation de coupe lourde Townsend. L'augmentation a été en partie contrebalancée par la baisse des volumes arrivés par camion à Harmattan et la baisse des LGN extraits à Younger du fait de la diminution de la capacité d'amenée et d'un arrêt pour entretien planifié en septembre, qui a été prolongé jusqu'en octobre.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les volumes de fractionnement ont augmenté de 3 400 b/j par rapport à ceux de la période correspondante de 2019. Les volumes de fractionnement ont augmenté en raison de l'agrandissement de North Pine et des volumes additionnels de liquides des installations du nord-est de la Colombie-Britannique. L'augmentation a été en partie contrebalancée par la baisse des volumes arrivés par camion à Harmattan et la baisse du LGN extrait aux installations d'Harmattan et de Younger du fait de la diminution de la capacité d'amenée.

Les stocks optimaux de gaz naturel au 31 décembre 2020 s'établissaient à 39,3 gpc (41,4 gpc au 31 décembre 2019). La diminution des stocks optimaux de gaz naturel s'explique principalement par l'augmentation des retraits de stocks au quatrième trimestre de 2020 du fait des prix favorables du gaz naturel.

Trois mois clos les 31 décembre

Le secteur Intermédiaire a inscrit un BAIIA normalisé de 128 millions de dollars au quatrième trimestre de 2020, comparativement à 179 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2019. La diminution du BAIIA normalisé s'explique principalement par les marges de stockage défavorables réalisées de WGL Midstream, la baisse des volumes commerciaux et des marges commerciales réalisées à RIPET (compte tenu des couvertures), la baisse des marges commerciales des LGN, la diminution des différentiels de fractionnement réalisés et des volumes de LGN exposés aux différentiels de fractionnement, et l'incidence de la vente de la participation indirecte hors exploitation de WGL Midstream dans le gazoduc Central Penn en novembre 2019. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par les apports de Petrogas pour la période suivant l'acquisition, l'augmentation des volumes visés par des ententes tarifaires à RIPET, la hausse des volumes traités aux installations du nord-est de la Colombie-Britannique, la hausse des produits tirés du fractionnement et de

la manutention de liquides attribuable aux projets de croissance du nord-est de la Colombie-Britannique mis en service, et l'augmentation des volumes d'éthane sous contrat à certaines installations d'extraction. Au quatrième trimestre de 2020, pour la période précédant la clôture de l'acquisition de Petrogas, AltaGas a comptabilisé 8 millions de dollars au titre de la quote-part des bénéfices provenant de Petrogas, par rapport à 31 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2019. Les volumes de livraisons destinées à l'exportation de Petrogas à Ferndale et les volumes traités aux terminaux ont été comparables à ceux du quatrième trimestre de 2019. Les conditions au sein du secteur ont continué d'avoir des répercussions sur les marges sur les produits de base et les niveaux d'activité dans d'autres unités d'exploitation de Petrogas. De plus, au quatrième trimestre de 2019, le bénéfice de Petrogas comprenait un paiement non récurrent important lié à la résiliation d'une entente conclue avec un client. Le 15 décembre 2020, AltaGas a acquis une participation additionnelle de 37 % dans Petrogas, portant la participation d'AltaGas dans Petrogas à environ 74 %. Ainsi, les résultats de Petrogas ont été consolidés pour la période suivant la clôture (se reporter à la rubrique «Acquisition de Petrogas» du présent rapport de gestion pour plus de détails).

Au quatrième trimestre de 2020, le secteur Intermédiaire a comptabilisé un gain d'environ 22 millions de dollars lié à la participation qu'il détenait auparavant dans AIJVLP, ainsi qu'une perte résultant d'une dilution de participation et d'autres ajustements d'un montant de 26 millions de dollars relativement à l'acquisition de Petrogas. De plus, au quatrième trimestre de 2020, le secteur Intermédiaire a comptabilisé une provision avant impôts sur des actifs d'environ 104 millions de dollars (79 millions de dollars après impôts) principalement liée au projet de stockage de gaz naturel d'Alton. Au quatrième trimestre de 2019, le secteur Intermédiaire a comptabilisé une perte avant impôts d'environ 12 millions de dollars à la cession de participations, principalement la participation indirecte hors exploitation de WGL Midstream dans Central Penn. De plus, au quatrième trimestre de 2019, le secteur Intermédiaire a comptabilisé une provision avant impôts de 34 millions de dollars relativement à l'installation de traitement de gaz corrosif Pouce Coupe en Alberta.

Couvertures du secteur Intermédiaire

	Trois mois clos les 31 décembre	
	2020	2019
Volumes exposés aux différentiels de fractionnement (b/j)	9 277	11 525
Volumes de LGN couverts (b/j)	10 068	6 228
Prix moyen des volumes de LGN couverts (\$/b) ¹	26	40
Volumes moyens couverts à RIPET (b/j)	25 913	23 070
Écart moyen entre le FEI et Mt Belvieu pour les volumes couverts (\$ US/b)	9,05	10,28
Volumes moyens couverts à Ferndale (b/j) ²	33 717	—
Écart moyen entre le FEI et Conway pour les volumes couverts à Ferndale (\$ US/b) ²	13,05	—

1) Compte non tenu des écarts de base.

2) Pour la période suivant la clôture de l'acquisition de Petrogas le 15 décembre 2020.

Au quatrième trimestre de 2020, le total des volumes exposés aux différentiels de fractionnement d'AltaGas s'élevait à 9 277 b/j (11 525 b/j en 2019) et le différentiel de fractionnement réalisé (compte tenu des couvertures) s'établissait à 13,95 \$/b (16,54 \$/b en 2019).

Exercices clos les 31 décembre

Le secteur Intermédiaire a inscrit un BAIIA normalisé de 473 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, comparativement à 531 millions de dollars en 2019. Les facteurs qui ont eu une incidence défavorable sur le BAIIA normalisé au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020 comprennent l'incidence de la vente de la participation indirecte hors exploitation de WGL Midstream dans Central Penn en novembre 2019, l'incidence de la vente de la participation de WGL Midstream dans Stonewall en mai 2019, la diminution des écarts de stockage et des retraits de WGL Midstream en raison du recul des prix des produits de base, la baisse des volumes d'extraction et arrivés par camion de LGN, la diminution des

différentiels de fractionnement réalisés (compte tenu des couvertures), et la baisse des marges commerciales des LGN. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation de la PFUPC relative à Mountain Valley, la hausse des produits tirés du fractionnement et de la manutention de liquides attribuable aux projets de croissance du nord-est de la Colombie-Britannique mis en service, la hausse des volumes traités à certaines installations du nord-est de la Colombie-Britannique, l'augmentation des volumes d'éthane sous contrat aux installations d'extraction, les apports de Petrogas pour la période suivant l'acquisition, les apports de RIPET qui a été mis en service en mai 2019, et les marges de transport favorables de WGL Midstream. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, pour la période précédant la clôture de l'acquisition de Petrogas, AltaGas a comptabilisé 29 millions de dollars au titre de la quote-part des bénéfices provenant de Petrogas, par rapport à 75 millions de dollars en 2019. La diminution des bénéfices provenant de Petrogas est principalement attribuable au recul des prix des produits de base en 2020, ainsi qu'à l'absence d'un paiement non récurrent lié à la résiliation d'une entente conclue avec un client au quatrième trimestre de 2019. Le 15 décembre 2020, AltaGas a acquis une participation additionnelle de 37 % dans Petrogas, portant la participation d'AltaGas dans Petrogas à environ 74 %. Ainsi, les résultats de Petrogas ont été consolidés pour la période suivant la clôture (se reporter à la rubrique «Acquisition de Petrogas» du présent rapport de gestion pour plus de détails).

En 2020, le secteur Intermédiaire a comptabilisé le gain susmentionné d'environ 22 millions de dollars lié à la réévaluation de la participation qu'il détenait auparavant dans AIJVL, ainsi qu'une perte résultant d'une dilution de participation et d'autres ajustements d'un montant de 42 millions de dollars relativement à l'acquisition de Petrogas. En 2020, le secteur Intermédiaire a comptabilisé une provision avant impôts sur des actifs d'environ 106 millions de dollars liée aux provisions susmentionnées comptabilisées au quatrième trimestre de 2020 et à des parcelles de terrain situées à proximité de l'usine de traitement de gaz Harmattan. De plus, en 2020, le secteur Intermédiaire a comptabilisé une provision avant impôts sur des placements comptabilisés à la valeur de consolidation d'environ 7 millions de dollars relativement au projet de pipeline Constitution, qui a été annulé en février 2020. En 2019, le secteur Intermédiaire a comptabilisé un gain avant impôts de 34 millions de dollars à la cession de la participation de WGL Midstream dans Stonewall, un gain avant impôts de 5 millions de dollars à la vente de certaines installations de traitement secondaires du secteur Intermédiaire, et la perte susmentionnée sur les placements à la valeur de consolidation comptabilisée au quatrième trimestre de 2019. En 2019, le secteur Intermédiaire a comptabilisé une provision avant impôts sur des placements comptabilisés à la valeur de consolidation d'environ 44 millions de dollars liée à la participation indirecte hors exploitation de WGL Midstream dans Central Penn, qui a été vendue en novembre 2019, et la provision susmentionnée sur les actifs comptabilisée au quatrième trimestre de 2019.

Couvertures du secteur Intermédiaire

	Exercices clos les 31 décembre	
	2020	2019
Volumes exposés aux différentiels de fractionnement (b/j)	8 952	10 534
Volumes de LGN couverts (b/j)	9 412	6 228
Prix moyen des volumes de LGN couverts (\$/b) ¹	29	40
Volumes moyens couverts à RIPET (b/j)	26 801	21 106
Écart moyen entre le FEI et Mt Belvieu pour les volumes couverts (\$ US/b)	9,97	10,56
Volumes moyens couverts à Ferndale (b/j) ²	33 717	—
Écart moyen entre le FEI et Conway pour les volumes couverts à Ferndale (\$ US/b) ²	13,05	—

1) Compte non tenu des écarts de base.

2) Pour la période suivant la clôture de l'acquisition de Petrogas le 15 décembre 2020.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, le total des volumes exposés aux différentiels de fractionnement d'AltaGas s'élevait à 8 952 b/j (10 534 b/j en 2019) et le différentiel de fractionnement réalisé (compte tenu des couvertures) s'établissait à 14,37 \$/b (17,47 \$/b en 2019).

Secteur Siège social/autres

Trois mois clos les 31 décembre

Pour le secteur Siège social/autres, le BAIIA normalisé du quatrième trimestre de 2020 s'est chiffré à 5 millions de dollars, comparativement à une perte de 3 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2019. L'augmentation s'explique surtout par les bénéfices tirés des projets restants de WGL relatifs à ses activités de conception et de production décentralisée, en partie contrebalancés par l'incidence des ventes d'actifs, y compris Pomona en juillet 2020 et Ripon en août 2020.

Au quatrième trimestre de 2019, le secteur Siège social/autres a comptabilisé un gain avant impôts de 68 millions de dollars sur des projets de production décentralisée aux États-Unis vendus au troisième trimestre de 2019 mais transférés à l'acheteur au quatrième trimestre de 2019. De plus, au quatrième trimestre de 2019, le secteur Siège social/autres a comptabilisé une provision avant impôts de 380 millions de dollars relativement à différents actifs à long terme.

Exercices clos les 31 décembre

Pour le secteur Siège social/autres, le BAIIA normalisé pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 s'est chiffré à 49 millions de dollars, comparativement à 73 millions de dollars en 2019. La diminution s'explique surtout par l'incidence des ventes d'actifs, y compris les actifs de production décentralisée aux États-Unis en septembre 2019, certains actifs d'électricité secondaires en février 2019, les centrales hydroélectriques du nord-ouest en janvier 2019, Pomona en juillet 2020, Ripon en août 2020 et les placements dans des actifs à la biomasse au troisième trimestre de 2019, le tout en partie contrebalancé par les recouvrements liés à la SSUC, les bénéfices tirés des projets restants de WGL relatifs à ses activités de conception et de production décentralisée, un arrêt printanier planifié de moins longue durée que celui de 2019 à la centrale Blythe, la baisse des charges liées aux salaires et la diminution des charges liées aux régimes incitatifs des employés par suite de la baisse du cours de l'action en 2020.

En 2020, le secteur Siège social/autres a comptabilisé un gain avant impôts de 9 millions de dollars sur des projets de production décentralisée aux États-Unis vendus en 2019 mais transférés à l'acheteur en 2020, un gain avant impôts de 5 millions de dollars à la cession de Pomona et un gain avant impôts de 3 millions de dollars à la cession de Ripon. De plus, en 2020, le secteur Siège social/autres a comptabilisé une provision avant impôts d'environ 3 millions de dollars liée à certains projets de production décentralisée aux États-Unis qui n'avaient pas encore été transférés à l'acheteur. En 2019, le secteur Siège social/autres a comptabilisé un gain avant impôts de 100 millions de dollars à la cession des actifs de production décentralisée aux États-Unis, un gain avant impôts de 688 millions de dollars à la vente de la participation restante dans les centrales hydroélectriques du nord-ouest, une perte avant impôts de 6 millions de dollars à la vente d'actifs d'électricité secondaires au Canada, une perte avant impôts de 1 million de dollars à la vente d'une créance de financement de WGL Energy Systems, et les gains susmentionnés à l'égard des cessions comptabilisés au quatrième trimestre de 2019. En outre, en 2019, le secteur Siège social/autres a comptabilisé une provision avant impôts de 2 millions de dollars sur des placements comptabilisés à la valeur de consolidation liée à des placements dans des actifs à la biomasse qui ont été vendus au troisième trimestre de 2019, une provision avant impôts de 1 million de dollars liée à une turbine de rechange stockée qui a été vendue au troisième trimestre de 2019, ainsi que les provisions susmentionnées à l'égard des actifs comptabilisés au quatrième trimestre de 2019.

Capital investi

Trois mois clos le 31 décembre 2020				
(en millions de dollars)	Services publics	Intermédiaire	Siège social/autres	Total
Capital investi :				
Immobilisations corporelles	243 \$	50 \$	2 \$	295 \$
Actifs incorporels	1	1	1	3
Placements à long terme	—	76	—	76
Acquisition d'entreprise	—	715	—	715
Apport de la participation de donnant pas le contrôle	—	(2)	—	(2)
Capital investi net	244 \$	840 \$	3 \$	1 087 \$

Trois mois clos le 31 décembre 2019				
(en millions de dollars)	Services publics	Intermédiaire	Siège social/autres	Total
Capital investi :				
Immobilisations corporelles	145 \$	93 \$	2 \$	240 \$
Actifs incorporels	21	1	2	24
Placements à long terme	—	3	—	3
Apport de la participation de donnant pas le contrôle	—	(7)	—	(7)
Capital investi	166	90	4	260
Cessions :				
Immobilisations corporelles	(1)	—	—	(1)
Placements comptabilisés à la valeur de consolidation	—	(812)	—	(812)
Capital investi net	165 \$	(722) \$	4 \$	(553) \$

Au cours du quatrième trimestre de 2020, le capital investi d'AltaGas s'est élevé à 1 087 millions de dollars, comparativement à 260 millions de dollars au trimestre correspondant de 2019. L'augmentation du capital investi s'explique surtout par le montant versé à l'acquisition de Petrogas, les apports aux placements à long terme et la hausse des acquisitions d'immobilisations corporelles, le tout en partie contrebalancé par la baisse des acquisitions d'actifs incorporels.

La hausse des acquisitions d'immobilisations corporelles au quatrième trimestre de 2020 est principalement attribuable aux dépenses en immobilisations associées à l'amélioration des réseaux et aux programmes accélérés de remplacement des conduites de Washington Gas, aux coûts de construction liés au projet d'agrandissement de l'installation Nig Creek et à un arrêt pour entretien à l'installation Younger, le tout en partie contrebalancé par le fait qu'aucun coût de construction n'a été engagé à l'égard du pipeline de jonction Marquette, entré en service en décembre 2019, ni à l'égard des projets de pipeline du nord-est de la Colombie-Britannique, dont la plupart ont été achevés au premier semestre de 2020. La cession des placements comptabilisés à la valeur de consolidation au quatrième trimestre de 2019 se rapporte à la cession de Central Penn en novembre 2019.

Le capital investi au quatrième trimestre de 2020 comprend des dépenses en immobilisations liées à l'entretien de 18 millions de dollars (3 millions de dollars en 2019) dans le secteur Intermédiaire et de néant (1 million de dollars en 2019) pour les actifs d'électricité restants du secteur Siège social/autres. Le capital d'entretien engagé au quatrième trimestre de 2020 était principalement lié à l'entretien de l'installation Younger.

Exercice clos le 31 décembre 2020				
(en millions de dollars)	Services publics	Intermédiaire	Siège social/autres	Total
Capital investi :				
Immobilisations corporelles	740 \$	139 \$	20 \$	899 \$
Actifs incorporels	3	3	4	10
Placements à long terme	—	140	—	140
Acquisition d'entreprise	—	715	—	715
Apport de la participation de donnant pas le contrôle	—	(7)	—	(7)
Capital investi	743	990	24	1 757
Cessions :				
Immobilisations corporelles	—	(3)	(71)	(74)
Placements comptabilisés à la valeur de consolidation	(369)	(7)	—	(376)
Capital investi net	374 \$	980 \$	(47) \$	1 307 \$

Exercice clos le 31 décembre 2019				
(en millions de dollars)	Services publics	Intermédiaire	Siège social/autres	Total
Capital investi :				
Immobilisations corporelles	841 \$	438 \$	39 \$	1 318 \$
Actifs incorporels	23	5	9	37
Placements à long terme	—	179	—	179
Apport de la participation de donnant pas le contrôle	—	(41)	—	(41)
Capital investi	864	581	48	1 493
Cessions :				
Immobilisations corporelles	(1)	(87)	(2 319)	(2 407)
Placements comptabilisés à la valeur de consolidation	—	(1 191)	(25)	(1 216)
Capital investi net	863 \$	(697) \$	(2 296) \$	(2 130) \$

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, le capital investi d'AltaGas s'est élevé de 1,8 milliard de dollars, comparativement à 1,5 milliard de dollars en 2019. L'augmentation du capital investi s'explique surtout par le montant versé à l'acquisition de Petrogas, une diminution des apports des participations ne donnant pas le contrôle et un apport en capital à AIJVLV lié à un appel de fonds au premier trimestre de 2020, le tout en partie contrebalancé par la baisse des acquisitions d'immobilisations corporelles et les apports moins élevés des placements comptabilisés à la valeur de consolidation de WGL dans le pipeline Mountain Valley et dans Central Penn, qui a été vendu en novembre 2019.

La baisse des acquisitions d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020 est principalement attribuable au fait qu'aucun coût de construction n'a été engagé à l'égard de RIPET, entré en service en mai 2019, ni à l'égard de Nig Creek, entré en service en septembre 2019, au fait qu'aucune dépense en immobilisations n'a été effectuée à l'égard des actifs de production décentralisée aux États-Unis, qui ont été vendus en septembre 2019, à la baisse des dépenses en immobilisations liées à l'agrandissement de Townsend 2B, à l'agrandissement de North Pine et aux projets de pipeline du nord-est de la Colombie-Britannique, entrés en service au premier semestre de 2020, et au fait qu'aucun coût de construction n'a été engagé à l'égard du pipeline de jonction Marquette, entré en service en décembre 2019. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la hausse des dépenses liées aux programmes de remplacement accéléré des conduites à Washington Gas et à SEMCO, et à la construction de l'agrandissement de l'installation Nig Creek. Les cessions d'immobilisations corporelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 ont été principalement liées au produit restant de la

cession des actifs de production décentralisée aux États-Unis et à la cession de Pomona et de Ripon au troisième trimestre de 2020. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, les cessions d'immobilisations corporelles ont été principalement liées aux actifs de production décentralisée aux États-Unis, aux centrales hydroélectriques du nord-ouest et à des actifs secondaires du secteur Intermédiaire et du secteur Électricité au Canada. Les cessions de placements comptabilisés à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 se rapportent à la cession d'ACI, alors que pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, elles renvoient à la cession de Stonewall et des placements dans des actifs à la biomasse, ainsi qu'à la cession mentionnée plus haut de Central Penn au quatrième trimestre de 2019.

Le capital investi pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 comprend des dépenses en immobilisations liées à l'entretien de 22 millions de dollars (6 millions de dollars en 2019) dans le secteur Intermédiaire et de 14 millions de dollars (20 millions de dollars en 2019) pour les actifs d'électricité restants du secteur Siège social/autres. L'augmentation des dépenses en immobilisations liées à l'entretien du secteur Intermédiaire a découlé principalement de la hausse des dépenses d'investissement liées à l'entretien. La diminution des dépenses en immobilisations liées à l'entretien du secteur Siège social/autres est essentiellement liée à la baisse des dépenses d'investissement liées à l'entretien à la centrale Blythe.

Gestion du risque

Risques liés à la COVID-19

Alors que la pandémie de la COVID-19 est toujours présente, les gouvernements des régions touchées où AltaGas exerce ses activités maintiennent les mesures destinées à contenir l'épidémie, notamment des fermetures et restrictions imposées aux entreprises, des limitations de déplacement et la fermeture de frontières, des quarantaines et des mesures restrictives concernant les rassemblements et autres événements. L'ampleur, l'issue et la durée de la pandémie restent incertaines. Il n'est donc pas possible actuellement de quantifier avec précision les répercussions de la pandémie sur les activités ou les résultats financiers d'AltaGas.

AltaGas, en collaboration avec ses filiales, a mobilisé son équipe d'intervention face à la pandémie afin de suivre la progression de la COVID-19 et de s'assurer que la Société réagisse rapidement et de manière appropriée. Des plans de continuité et des mesures de préparation ont été mis en place dans chacun des secteurs d'AltaGas, la préoccupation première étant de préserver le bien-être du personnel. Jusqu'à présent, AltaGas a été en mesure de relever les défis liés à la COVID-19 sans trop perturber ses activités et son entreprise.

AltaGas a identifié les éléments suivants comme étant des incidences directes ou indirectes potentielles de la pandémie sur son entreprise et ses activités :

- Employés et personnel clés : L'incapacité généralisée du personnel d'AltaGas ou des sous-traitants de la Société à remplir leurs fonctions aurait un effet négatif sur la capacité d'AltaGas à poursuivre ses activités normales dans les secteurs Services publics, Intermédiaire et Siège social/autres. Jusqu'à présent, AltaGas n'a pas eu à composer avec la non-disponibilité d'une partie importante des membres de son personnel en raison de leurs préoccupations liées à la COVID-19.
- Retour au travail : AltaGas pourrait avoir à engager des coûts supplémentaires pour adapter les lieux de travail en fonction des exigences applicables en matière de santé et de sécurité à mesure qu'elle réintègrera son personnel sur place. La pénurie d'équipements de protection individuelle (EPI), l'arrivée de nouvelles vagues de propagation du virus ou encore des retards dans la disponibilité ou la distribution des vaccins pourraient obliger AltaGas à réviser ces plans de réintégration ou à retarder leur mise en œuvre. Si elle n'était pas en mesure de protéger efficacement sa main-d'œuvre contre la transmission du virus, AltaGas pourrait être contrainte de ralentir ses efforts de réintégration ou de faire marche arrière, et pourrait faire face à des dommages-intérêts.
- Infrastructure informatique, cybersécurité et protection des renseignements personnels : Depuis le début de la pandémie mondiale, le volume et la sophistication des cyberattaques ciblées ont augmenté. Les mesures

d'adaptation à la pandémie, comme le télétravail et l'accès à distance aux systèmes de la Société, peuvent présenter un risque accru lié à la cybersécurité et à la protection des renseignements personnels et exercer des pressions supplémentaires sur la structure informatique de la Société. Une défaillance de cette infrastructure pourrait sérieusement limiter la capacité d'AltaGas à poursuivre ses activités normales. Jusqu'à présent, les systèmes d'AltaGas ont bien fonctionné et n'ont pas subi de répercussions importantes découlant d'un problème d'infrastructure informatique.

- Incidences défavorables sur les facteurs fondamentaux du marché et l'accès aux capitaux : Les facteurs liés à la COVID-19 ont entraîné une baisse des marges d'AltaGas dans le secteur de la commercialisation au détail de l'énergie, l'annulation des frais de retard et des frais connexes ainsi que l'incapacité à débrancher les clients, des répercussions sur les bénéfices de Petrogas en raison de la baisse des prix des produits de base, et l'augmentation pour l'entreprise des coûts liés à la COVID-19. Ces facteurs n'ont pas eu d'incidence importante sur la performance financière d'AltaGas en 2020 et ne devraient pas non plus avoir d'incidence importante sur celle-ci en 2021. Même si le virus pourrait avoir une incidence défavorable à l'échelle mondiale sur l'accès aux capitaux, à l'heure actuelle, AltaGas estime qu'elle dispose d'un accès adéquat aux capitaux pour réaliser ses plans d'entreprise de 2021.
- Risque de contrepartie et de fournisseur : Il existe une possibilité accrue que les contreparties aux contrats et les fournisseurs manquent à leurs obligations envers AltaGas. Pareil manquement d'une contrepartie ou d'un fournisseur important pourrait avoir une incidence défavorable sur les activités et les résultats financiers d'AltaGas. Jusqu'à présent, les cas de force majeure invoqués par les contreparties concernant les actifs d'AltaGas en raison de la COVID-19 n'ont pas été très importants.

Si ces risques se concrétisaient, la capacité de la Société à mener à bien ses plans d'affaires pour 2021 pourrait être compromise.

Incertitude politique et désordre public

L'incertitude règne quant au climat politique dans les territoires où AltaGas exerce ses activités. Des changements dans les conditions sociales, politiques, réglementaires ou économiques, ou dans les lois et politiques régissant l'environnement, l'aménagement, la fiscalité, le commerce extérieur, les investissements ou l'énergie pourraient avoir un effet négatif important sur l'entreprise et ses activités.

Récemment, des incidents importants de désordre public ont eu lieu dans certaines régions où AltaGas exerce ses activités. Dans la mesure où le désordre public entraîne une perturbation des réseaux de transport, des dommages physiques aux infrastructures, des actes de violence ou de destruction, le personnel, les installations et les activités d'AltaGas pourraient être mis en péril, et les résultats financiers et d'exploitation pourraient être compromis.

Autres

Dans le cours normal de ses activités, AltaGas est exposée à divers risques de marché qui peuvent avoir une incidence sur ses bénéfices et ses flux de trésorerie. AltaGas conclut des contrats prévoyant la livraison et des contrats de dérivés financiers pour gérer son exposition aux fluctuations des prix des produits de base et des taux de change, et pour optimiser certains actifs de gaz naturel qu'elle détient et gère. Le conseil d'administration d'AltaGas a élaboré une politique de gestion du risque pour la Société qui constitue le cadre de contrôle de la gestion du risque d'AltaGas. Les instruments dérivés sont régis par cette politique et y sont assujettis. Aux 31 décembre 2020 et 2019, la juste valeur des dérivés de la Société était comme suit :

(en millions de dollars)	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Gaz naturel	(69) \$	(77) \$
Exportations énergétiques	(31)	(75)
Différentiel de fractionnement de LGN	(6)	(2)
Électricité	(29)	(12)
Pétrole brut et LGN	1	—
Change	23	—
Passif dérivé net	(111) \$	(166) \$

Sommaire des contrats de gestion du risque

Contrats sur les prix des produits de base

La Société conclut des contrats sur le gaz, l'électricité, le GPL, le pétrole brut, le fret maritime et d'autres contrats de dérivés financiers ou prévoyant une livraison afin de servir les clients, et pour gérer et optimiser son portefeuille d'actifs. Une partie des contrats prévoyant une livraison ne sont pas comptabilisés à la juste valeur pour les raisons suivantes : 1) ils ne sont pas désignés comme «des achats et des ventes dans le cours normal des affaires»; 2) ils ne sont pas admissibles comme instruments dérivés en raison de l'importance de leur montant notionnel à l'égard des marchés liquides applicables; ou 3) ils sont des dérivés climatiques, non échangeables ou négociables, et les variables sous-jacentes sont liées à une variable climatique, géologique ou à toute autre variable physique. La juste valeur des contrats sur les produits de base qui sont admissibles comme instruments dérivés a été calculée selon les prix à terme estimatifs publiés pour la période considérée. AltaGas n'a pas adopté la comptabilité de couverture pour ses contrats de dérivés existants. Pour le secteur Intermédiaire d'AltaGas, les variations de la juste valeur de ces contrats de dérivés sont comptabilisées dans les états des résultats consolidés de la période au cours de laquelle celles-ci se produisent. Pour le secteur Services publics, les variations de la juste valeur des dérivés recouvrables auprès de la clientèle, ou remboursables à celle-ci, sont comptabilisées à titre d'actifs ou de passifs réglementaires dans les bilans consolidés, tandis que les variations de la juste valeur des dérivés non touchés par la réglementation des tarifs sont comptabilisées dans les états des résultats consolidés de la période au cours de laquelle celles-ci se produisent. Le secteur Intermédiaire conclut également des swaps fixes-variables sur les différentiels de fractionnement de LGN pour couvrir son exposition à ces différentiels, parce que les résultats financiers de plusieurs usines d'extraction sont touchés par les variations des différentiels de fractionnement de LGN.

- Le différentiel de fractionnement de LGN moyen indicatif au comptant pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 a été d'environ 5 \$/b (11 \$/b en 2019), y compris les écarts de base. Le différentiel de fractionnement de LGN moyen réalisé par AltaGas (fondé sur le prix au comptant moyen et les prix couverts réalisés, y compris les écarts de base) pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 a été d'environ 14 \$/b, y compris les écarts de base (17 \$/b en 2019).
- Pour 2021, AltaGas estime qu'en moyenne environ 9 000 b/j de LGN seront exposés aux différentiels de fractionnement, compte non tenu des activités de couverture. Des couvertures sont en place pour environ 97 % des volumes de LGN exposés aux différentiels de fractionnement, compte tenu des couvertures internes.

- À RIPET, les marges sur le prix du propane sont protégées par le programme de couverture exhaustif d'AltaGas. Environ un tiers des volumes attendus en 2021 sont visés par des ententes tarifaires. Des volumes restants, environ 67 % sont couverts financièrement à un écart entre le FEI et Mont Belvieu d'environ 10 \$ US/b. Environ 80 % des volumes d'exportation de propane de RIPET sont couverts pour 2021.
- À Ferndale, AltaGas est exposée aux écarts de prix du propane et du butane entre les indices nord-américains et le FEI pour les contrats qui ne sont pas liés à des ententes tarifaires ou pour les contrats d'approvisionnement qui ne sont pas couverts naturellement. AltaGas estime qu'en moyenne, environ 32 000 b/j seront exposés à ces écarts de prix en 2021. À ce jour pour 2021, AltaGas a mis en place des couvertures pour environ 12 % de ces volumes de propane et de butane exposés, à un écart moyen entre le FEI et Conway de 14 \$ US/b pour le propane et à un écart moyen entre le FEI et le prix d'achat de 28 \$ US/b pour le butane. AltaGas estime qu'en moyenne environ 9 000 b/j ou 21 % des volumes d'exportation prévus de Ferndale pour 2021 sont visés par des ententes tarifaires ou par des contrats d'approvisionnement couverts naturellement.

AltaGas utilise également des dérivés prévoyant la livraison et des dérivés financiers visant l'achat et la vente de gaz naturel afin d'optimiser ses capacités de stockage et de transport, ainsi que pour gérer les actifs de transport et de stockage pour le compte de tiers.

Le secteur Services publics conclut des contrats de couverture et d'autres contrats qui peuvent être admissibles comme instruments dérivés visant l'achat de gaz naturel afin de gérer le risque lié au prix pour les consommateurs. En outre, Washington Gas conclut des contrats prévoyant la livraison ou de dérivés financiers liés aux produits de base en concluant des contrats à terme standardisés, des contrats à terme et des contrats sur options dans le cadre d'un programme d'optimisation des actifs. En vertu de ce programme, Washington Gas réalise la valeur de ses ressources liées à la capacité de stockage et de transport de gaz naturel à long terme lorsque ces ressources ne sont pas entièrement utilisées pour servir les clients du secteur des services publics. En outre, afin de servir les clients de détail, AltaGas a conclu des contrats prévoyant la livraison et des contrats de dérivés financiers visant l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel.

Le secteur Siège social/autres a conclu divers contrats d'achat et de vente d'électricité à prix fixe et à prix variable sur le marché de l'Alberta, qui devraient être réglés au cours des trois prochaines années.

Contrats de change

AltaGas est exposée au risque de change, car les fluctuations des taux de change peuvent avoir une incidence sur la juste valeur ou les flux de trésorerie de ses instruments financiers. AltaGas mène des activités à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle est le dollar américain. Par conséquent, le bénéfice, les flux de trésorerie et les autres éléments du résultat étendu de la Société sont exposés aux fluctuations des taux de change. Ce risque est en partie annulé dans la mesure où la dette et les actions privilégiées d'AltaGas sont libellées en dollars américains. AltaGas peut aussi conclure des contrats de dérivés de change à terme pour gérer le risque de fluctuation des flux de trésorerie lié aux variations des taux de change.

- Au 31 décembre 2020, la direction n'avait pas désigné de titres d'emprunt à long terme libellés en dollars américains en cours pour couvrir l'effet de change de ses placements à l'étranger (300 millions de dollars américains au 31 décembre 2019).
- Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, AltaGas a enregistré une perte latente après impôts de 9 millions de dollars résultant de la conversion de la dette dans les autres éléments du résultat étendu (gain latent après impôts de 60 millions de dollars en 2019).

Dans le cadre de l'acquisition de Petrogas (se reporter à la rubrique «Acquisition de Petrogas» du présent rapport de gestion pour plus de détails), AltaGas a acquis divers instruments dérivés financiers et instruments dérivés liés aux produits de base, y compris des contrats de change suivants qui étaient en cours au 31 décembre 2020 :

Contrats de change à terme	Montant notionnel (en millions de dollars américains)	Durée	Taux de change moyen pondéré	Juste valeur
Ventes – contrats de change à terme (\$ US)	29 \$ US	Moins de 1 an	1,3591	3 \$
Achats – contrats de change à terme (\$ US)	356 \$ US	Moins de 1 an	1,2824	(3) \$
Achats – swaps de change	410 \$ US	Moins de 1 an	1,3322	23 \$

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, AltaGas a comptabilisé un gain réalisé après impôts de 1 million de dollars au titre des contrats de change à terme.

Contrats de taux d'intérêt

AltaGas est exposée au risque de taux d'intérêt, car les fluctuations des taux d'intérêt peuvent influencer sur les flux de trésorerie futurs et la juste valeur de ses instruments financiers. La Société gère son risque de taux d'intérêt en recourant à une combinaison de dette à taux fixe et à taux variable.

AltaGas peut en même temps effectuer des prélèvements sur sa facilité de crédit en dollars américains et conclure des swaps de taux d'intérêt selon lesquels, lors du règlement final, AltaGas reçoit des dollars américains de la contrepartie et paie la contrepartie en dollars canadiens. Par conséquent, AltaGas réduit ses intérêts débiteurs en utilisant la marge de taux d'intérêt entre le taux des acceptations bancaires et le taux interbancaire offert à Londres (LIBOR) sans risque de change supplémentaire.

Instruments liés aux conditions météorologiques

WGL Energy Services peut utiliser des dérivés sur degrés-jours de chauffage (DJC) pour gérer les risques liés aux conditions météorologiques et les risques liés au prix des ventes de gaz naturel et d'électricité au cours de la saison de chauffage. WGL Energy Services utilise également des dérivés sur degrés-jours de réfrigération (DJR) et d'autres dérivés pour gérer les risques liés aux conditions météorologiques et les risques liés au prix des ventes de gaz naturel et d'électricité au cours de la saison de climatisation de l'air en été. Ces dérivés couvrent une partie des produits estimatifs ou de l'exposition des coûts liés à l'énergie aux variations des DJC ou des DJR. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, une perte avant impôts de 3 millions de dollars (perte avant impôts de 2 millions de dollars en 2019) a été comptabilisée au titre des dérivés sur DJC et des dérivés sur DJR.

Incidence des instruments dérivés sur les états des résultats consolidés

Le tableau ci-dessous présente les gains latents (pertes latentes) sur les instruments dérivés, tels qu'ils sont présentés dans les états des résultats consolidés de la Société :

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars)	2020	2019	2020	2019
Gaz naturel	30 \$	14 \$	32 \$	23 \$
Exportations énergétiques	(29)	(65)	10	(87)
Pétrole brut et LGN	4	—	4	—
Différentiel de fractionnement de LGN	(13)	(11)	(5)	(17)
Électricité	(11)	(2)	(15)	(5)
Change	(5)	—	(5)	1
	(24) \$	(64) \$	21 \$	(85) \$

La note 23 des états financiers consolidés annuels de 2019 donne plus de précisions sur les activités de gestion du risque d'AltaGas.

Risques pour la Société

AltaGas gère son exposition au risque en utilisant les stratégies décrites dans le tableau suivant :

Risques	Stratégies et capacité organisationnelle pour atténuer les risques
COVID-19	• Mobilisation de l'équipe d'intervention face à la pandémie afin de suivre la progression de la COVID-19 • Mise en place de plans de continuité et de mesures de préparation pour s'assurer que les activités sont fiables et sécuritaires • Mise en application des exigences réglementaires dans tous les territoires et suivi de la conformité à ces exigences • Mécanismes de recouvrement mis en place pour faire le suivi des coûts additionnels liés à la COVID-19 • Retour au travail progressif conformément aux exigences dans tous les territoires, sous la surveillance du service ESS et de la haute direction • Outils et informations adaptés pour soutenir la résilience de la main-d'œuvre pendant la pandémie
Intégration de Petrogas	• Formation d'une équipe interfonctionnelle visant à intégrer Petrogas dans les activités courantes d'AltaGas et à réaliser des efficacités
Exploitation	• S'assurer que les politiques, les procédures et les systèmes appropriés sont en place et que les contrôles internes fonctionnent efficacement • Programmes visant la gestion de l'intégrité du réseau de pipelines, y compris le remplacement accéléré des conduites et de l'infrastructure vieillissantes selon l'atténuation des risques • Dispositions contractuelles permettent souvent de recouvrer les charges d'exploitation • Adoption d'une stratégie d'approvisionnement centralisée pour réduire les coûts • Contrôle sur les décisions liées à l'exploitation, aux charges d'exploitation et aux dépenses en immobilisations dans l'exploitation de certaines usines sous contrôle conjoint • Maintien de pratiques d'exploitation normalisées, évaluer et documenter les compétences des employés et des programmes d'inspection, d'entretien, environnementaux, de santé et de sécurité • Comptabilisation d'une assurance en cas d'interruption des activités • Contrats d'exploitation et d'entretien à prix forfaitaire avec les fabricants d'équipement • Stratégie de couverture pour équilibrer le risque de prix et le risque opérationnel
Santé et sécurité	• Systèmes de gestion de sécurité des processus éprouvés • Mise en place de programmes d'intégrité des pipelines et des actifs • Remplacement accéléré des conduites et de l'infrastructure vieillissantes • Mesures de prévention et de remise en état afin de corriger les taux de fuite du réseau de distribution de Washington Gas • Utilisation d'une stratégie d'amélioration continue des processus • Système complet de gestion environnementale, de santé et de sécurité • Souscription et maintien d'une assurance-responsabilité civile générale et d'une assurance en cas d'interruption des activités
Environnement et changements climatiques	• Évaluation et suivi des émissions et recherche de nouvelles technologies pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) provenant de l'exploitation • Programmes mis en place pour réduire les émissions fugitives de méthane • Projets conçus pour limiter les impacts et dans l'ensemble de l'exploitation, surveiller la qualité des terrains, de l'air et la qualité de l'eau, s'il y a lieu
Réglementation et parties prenantes	• Solides relations professionnelles avec les organismes de réglementation • Le personnel affecté à la réglementation et aux activités commerciales fait le suivi des questions

Risques	Stratégies et capacité organisationnelle pour atténuer les risques
	• réglementaires et prend des mesures appropriées • Élaboration d'un cadre cohérent pour la communication entre parties prenantes et la consultation des collectivités • Campagne Creusez sans danger, prévention des situations d'urgence et contrôle et régulation du gaz 24 heures sur 24, 7 jours sur 7 pour protéger les clients des services publics et le public • Mises à jour des informations publiques sur les facteurs ESG et des principales données sur la performance ESG • Les services publics cherchent le recouvrement par les tarifs au moyen de demandes tarifaires auprès d'organismes et d'agences de réglementation
Juridique	• Identification continue des enjeux en politiques publiques afin de déterminer les risques auxquels est exposée la société • Élaboration de stratégies de représentation afin d'aborder les risques • S'il y a lieu, faire de la représentation auprès des gouvernements des États, des provinces et fédéraux, y compris la participation à des associations sectorielles
Liquidités	• Prévoir les flux de trésorerie sur une base continue afin de maintenir des soldes de trésorerie adéquats pour financer les obligations à mesure qu'elles arrivent à échéance et soutenir l'exploitation de l'entreprise • Préserver une souplesse financière et un accès à plusieurs facilités de crédit et s'assurer de toujours respecter les clauses restrictives d'information financière • Mettre en œuvre des plans et des stratégies de financement afin de maintenir et d'améliorer les notes de crédit dans le but de réduire au minimum les frais de financement et de maintenir un accès facile aux marchés financiers
Change	• Émettre des titres d'emprunt à long terme et des actions privilégiées libellées en dollars américains afin de couvrir les investissements nets de la Société dans des filiales aux États-Unis • Recourir à des opérations de couverture, notamment conclure des contrats de change à terme
Taux d'intérêt	• Optimiser les plans de financement afin de maintenir et d'améliorer les notes de crédit dans le but de réduire au minimum les intérêts débiteurs • Surveiller et gérer de façon proactive le profil des échéances de la dette de la Soci • Utiliser des opérations de couverture, notamment conclure des swaps de taux d'intérêt • Surveiller et gérer la combinaison de l'exposition aux dettes à taux fixe et à taux variable
Notes de crédit	• Maintenir un dialogue avec les agences de crédit et demander des commentaires afin de comprendre les répercussions possibles sur la note de la Société
Sécurité de l'information	• Solides contrôles de l'identité et de la gestion des accès • Amélioration de la gestion de l'information et du contrôle de l'information en format électronique et physique, conformément aux exigences en matière de classement des données, de traitement des données, de protection de la vie privée et de conservation des données • Tests continus en cybersécurité sur les communications et l'hameçonnage, y compris une formation visant des équipes et des personnes plus à risque • Mise en place de nouvelles normes et directives en sécurité de l'information • Procédures visant à assurer la conformité à la réglementation • Amélioration des tests visant les intrusions et la vulnérabilité • Protocoles d'intervention en cas d'incident
Construction	• Le groupe des grands projets gère et surveille les grands projets de construction • Cadre interne rigoureux de contrôle et de gestion des projets • Établissement d'une structure et de processus de gestion interne appropriés • Recours à des spécialistes pour la conception et la construction de grands projets • Ententes contractuelles pour atténuer les risques liés aux coûts et aux échéanciers
Diminution des volumes de gaz naturel à long terme	• Contrats à long terme, visant par exemple l'achat ferme, la zone d'intérêt réciproque, la concession géographique avec droit de désengagement lié à l'économie • Accroître la part de marché en agrandissant les installations existantes ou en acquérant et en construisant d'autres installations dans des régions riches en ressources productives • Diversification de la présence géographique et de la clientèle de façon à réduire la dépendance à un client ou à une zone du BSOC en particulier • Choisir des emplacements stratégiques pour les installations afin de rendre sécuritaire l'approvisionnement en gaz • Miser sur l'intégration des activités d'AltaGas pour augmenter les volumes dans les installations de traitement
Prix des produits de base	• Modalités contractuelles, frais de traitement, de stockage et de transport indépendants des prix des produits de base grâce à des clauses de rémunération au service, d'achat ferme, de prix forfaitaire ou de rémunération au coût du service • Stratégie de couverture pour réduire l'exposition aux prix des produits de base et à la volatilité des bénéfices dont les cibles sont approuvées par le conseil d'administration et surveillance des opérations de couverture par le comité de gestion du risque • Mécanismes de remplacement réglementaires pour les achats de gaz pour servir des clients du secteur Services publics • Appariement des engagements d'achat de gaz naturel et d'électricité aux engagements de vente en termes de volume et de prix • Directive d'AltaGas sur le risque lié aux produits de base interdisant les opérations à des fins de spéculation • Systèmes et processus rigoureux de suivi et de communication de la conformité à la directive sur le risque lié aux produits de base • Connaissance et expérience approfondies des réseaux de transport et des marchés du gaz naturel, des

Risques		Stratégies et capacité organisationnelle pour atténuer les risques
		- LGN, du GPL et de l'électricité où AltaGas mène ses activités - Couverture des coûts de l'électricité - Commercialisation de l'électricité directement auprès des clients commerciaux et industriels finaux - Conclusion d'EAE à long terme avec modalités d'ajustement selon l'inflation avec des acheteurs d'électricité
Contrepartie		- Directives et procédures de crédit rigoureuses - Surveillance constante de la solvabilité des contreparties - Établissement de seuils de crédit en utilisant des mesures appropriées - Surveillance étroite de la vulnérabilité au choc des prix et de son incidence sur les liquidités - Diversification de la clientèle et des fournisseurs - Processus de surveillance active des débiteurs et de recouvrement en place - Modalités de crédit, accords de compensation et provisions pour marges figurant dans les ententes contractuelles
Conditions météorologiques		- Les volumes prévus de SEMCO Gas et ENSTAR sont fondés sur une moyenne mobile respectivement de 15 ans et 10 ans à l'égard des conditions météorologiques - Au Maryland et en Virginie, Washington Gas a des mécanismes réglementaires et des tarifs en place qui éliminent les variations de la consommation des clients causées par les écarts des conditions météorologiques par rapport aux conditions normales - Utilisation de dérivés climatiques par WGL Energy Services
Relations de travail		- Initiatives axées sur le perfectionnement du personnel, l'engagement des employés, et sur la diversité et l'inclusion à l'égard de la main-d'œuvre - Relations positives avec les employés afin de maintenir en poste les personnes compétentes et de conserver de bonnes relations avec les syndicats
Litiges		- Gestion proactive des poursuites et autres réclamations - Surveillance continue des coûts engagés pour la défense et le règlement dans le cadre de poursuites et de réclamations - Service du contentieux expérimenté - Recours à des spécialistes indépendants, au besoin
Conformité à la réglementation et à l'article 404(a) de la loi Sarbanes-Oxley de 2002 des États-Unis		- Service du contentieux expérimenté - Recours à des spécialistes indépendants, au besoin - S'assurer que les politiques, les procédures et les systèmes appropriés sont en place et que les contrôles internes fonctionnent efficacement - Surveillance continue des lois et règlements dans les juridictions applicables - Surveillance continue des règlements connexes de la Securities Exchange Commission et du Public Company Accounting Oversight Board
Approvisionnement et stockage adéquat de gaz naturel pour répondre à la demande des clients		- Maintien d'un portefeuille diversifié de capacité de transport, de stockage et de service en période de pointe propres à la société dans différentes lignes de transport afin d'assurer la souplesse de l'approvisionnement - Maintien d'un portefeuille de capacité de réserve permettant de répondre à la demande maximale prévue dans des conditions extrêmes et ajout d'une réserve approuvée par les autorités de réglementation
Désastres naturels et catastrophes, dont les actes terroristes		Maintien d'un programme d'assurance exhaustif couvrant les pertes causées par des désastres naturels et des catastrophes comme les incendies, les tremblements de terre, les explosions, les inondations, les tornades, les actes terroristes et d'autres événements semblables. Ce programme offre un mécanisme de transfert des risques qui favorise le recouvrement rapide des pertes et réduit les répercussions financières
Politiques commerciales gouvernementales		Surveillance par le personnel de l'approvisionnement des incidences possibles des politiques commerciales et des tarifs sur les coûts des biens utilisés dans le cours normal des affaires
Participation ne donnant pas le contrôle dans les pipelines		- Investissement dans des projets de pipelines où le promoteur, le constructeur ou l'exploitant du projet sont des sociétés expérimentées ayant un historique de réalisation de projets - Recours à des spécialistes dans l'examen des hypothèses du projet - Ententes d'investissement structurées afin d'atténuer les dépassements de coûts - Structure de la gouvernance d'un projet prévoyant un flux d'information en temps opportun sur l'avancement du projet - Ressources internes en affaires réglementaires et politiques publiques afin de valider l'information obtenue du promoteur, du constructeur ou de l'exploitant - Établissement d'une structure et de processus de gestion interne appropriés
Volume de production d'électricité		L'EAE de la centrale Blythe est assortie de taux de disponibilité cibles précis et donne lieu à des paiements fixes liés à la capacité à l'atteinte de taux de disponibilité cibles, de sorte que les volumes de l'électricité vendue ont une incidence minimale sur la Société
Incertitude politique et désordre public		- Suivi des modifications aux lois - Procédures opérationnelles mises en place, y compris en matière de sécurité physique et d'intervention d'urgence - Communication continue entre la direction et les employés dans tous les secteurs d'activité

Liquidités

En raison de certains engagements pris avec la PSC du DC, la PSC du Maryland et la SCC de la Virginie dans le cadre de l'acquisition de WGL, Washington Gas est soumise à certaines restrictions au moment de verser des dividendes à AltaGas. Toutefois, AltaGas ne s'attend pas à ce que ces restrictions aient une incidence sur sa capacité de respecter ses obligations.

De plus, Wrangler SPE LLC et Washington Gas ont pris certains engagements d'isolement envers la PSC du DC, la PSC du Maryland et la SCC de la Virginie afin que Washington Gas ne fasse plus partie des biens visés par une éventuelle procédure en faillite d'AltaGas et des membres de son groupe autres que Washington Gas et Wrangler SPE LLC (collectivement, les «entités isolées»). Grâce à ces mesures d'isolement, les actifs des entités isolées ne pourront pas servir à régler les dettes ou les obligations contractuelles d'AltaGas ou de toute entité non isolée, notamment une dette ou une obligation contractuelle d'AltaGas, et les entités isolées ne seront aucunement responsables des dettes ou des obligations contractuelles des entités non isolées et vice versa.

	Exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars)	2020	2019
Flux de trésorerie d'exploitation	773 \$	616 \$
Activités d'investissement	(1 211)	2 184
Activités de financement	392	(2 874)
Diminution de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restrictions	(46) \$	(74) \$

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie d'exploitation ont augmenté de 156 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, comparativement à 2019, en raison principalement de la hausse du bénéfice net après impôts (après ajustement des éléments sans effet de trésorerie) et d'un écart favorable de la variation nette des actifs et passifs d'exploitation, contrebalancés en partie par la diminution des distributions de placements comptabilisés à la valeur de consolidation. La majeure partie de l'écart de la variation nette des actifs et passifs d'exploitation est attribuable à l'augmentation des flux de trésorerie attribuables aux créiteurs et charges à payer découlant des ventes d'actifs et de la variation des prix et des volumes, et à l'augmentation des flux de trésorerie liés à d'autres actifs à court terme par suite de la diminution des garanties fournies aux contreparties et des charges payées d'avance. Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par la diminution des flux de trésorerie liés aux débiteurs, du fait des variations des prix des produits de base et des volumes de ventes, et des flux de trésorerie tirés des actifs et passifs réglementaires, qui s'explique principalement par le fait que le secteur Services publics a connu des températures plus élevées, par les remboursements aux clients au titre de certains passifs réglementaires et par l'augmentation des passifs réglementaires non liés aux conditions météorologiques.

Fonds de roulement

	31 décembre 2020	31 décembre 2019
(en millions de dollars, sauf le ratio du fonds de roulement)		
Actif à court terme	2 497 \$	2 196 \$
Passif à court terme	2 607	3 125
Insuffisance du fonds de roulement	(110) \$	(929) \$
Ratio du fonds de roulement ¹	0,96	0,70

1) Correspond à l'actif à court terme divisé par le passif à court terme.

L'augmentation du ratio du fonds de roulement s'explique surtout par l'augmentation des débiteurs et par la diminution de la dette à court terme et de la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, le tout en partie contrebalancé par l'augmentation des créiteurs et charges à payer et par la diminution des charges payées d'avance et autres actifs. Le fonds

de roulement d'AltaGas fluctue dans le cours normal des activités. Le déficit de fonds de roulement devrait être comblé au moyen des flux de trésorerie d'exploitation et des facilités de crédit disponibles, au besoin.

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 ont été de 1,2 milliard de dollars, en regard de 2,2 milliards de dollars de flux de trésorerie tirés des activités d'investissement en 2019. Les activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 ont compris principalement un paiement au comptant de 675 millions de dollars pour l'acquisition de Petrogas, moins la trésorerie acquise, des dépenses d'environ 843 millions de dollars pour des immobilisations corporelles et des actifs incorporels, un montant de 75 millions de dollars lié à un prêt à une société affiliée, et des apports d'environ 72 millions de dollars liés à des placements comptabilisés à la valeur de consolidation, le tout en partie contrebalancé par un produit de 4 millions de dollars tiré de la vente de placements dans des entités ouvertes, un produit de 376 millions de dollars tiré de la cession de placements comptabilisés à la valeur de consolidation (essentiellement pour la cession d'ACI) et un produit de 74 millions de dollars tiré de la cession d'actifs (déduction faite des coûts de transaction). Les activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 ont compris le produit de 3,6 milliards de dollars tiré de ventes d'actifs réalisées en 2019 (y compris les centrales hydroélectriques du nord-ouest, les actifs de production décentralisée, Central Penn, Stonewall, les actifs à la biomasse et les actifs secondaires du secteur Intermédiaire et du secteur Électricité au Canada) et le produit de 73 millions de dollars tiré de la vente d'une créance de financement de WGL Energy Systems, le tout contrebalancé en partie par des dépenses d'environ 1,3 milliard de dollars pour des immobilisations corporelles et des actifs incorporels et par des apports d'environ 179 millions de dollars à des placements comptabilisés à la valeur de consolidation.

Activités de financement

Les flux de trésorerie tirés des activités de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 ont été de 392 millions de dollars, en regard de flux de trésorerie affectés aux activités de financement de 2,9 milliards de dollars en 2019. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les activités de financement ont compris essentiellement des remboursements nets de 1,2 milliard de dollars sur la dette à court terme et la dette à long terme, des dividendes de 334 millions de dollars, un montant de 200 millions de dollars pour le rachat des actions privilégiées de série I, et des distributions de 28 millions de dollars aux participations ne donnant pas le contrôle, le tout contrebalancé en partie par des émissions de dette de 2,0 milliards de dollars, des émissions nettes de 191 millions de dollars aux termes de facilités de crédit et des apports de 7 millions de dollars des participations ne donnant pas le contrôle. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, les activités de financement ont compris essentiellement des remboursements nets de 1,6 milliard de dollars sur la dette à court terme et la dette à long terme, des remboursements nets de 1,9 milliard de dollars aux termes des facilités de crédit, des dividendes de 334 millions de dollars, des distributions de 13 millions de dollars aux participations ne donnant pas le contrôle, et un montant de 38 millions de dollars pour le rachat d'actions privilégiées, le tout contrebalancé en partie par des émissions de dette de 889 millions de dollars, un produit net de 68 millions de dollars tiré de l'émission d'actions ordinaires et des apports de 48 millions de dollars des participations ne donnant pas le contrôle. Les dividendes versés aux porteurs d'actions ordinaires et d'actions privilégiées d'AltaGas pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 ont totalisé 334 millions de dollars (334 millions de dollars en 2019), dont un montant de 6 millions de dollars a été réinvesti en vertu du RRD (68 millions de dollars en 2019). À compter du 17 février 2020, date à laquelle le dividende de janvier a été versé, le versement du dividende n'est plus admissible au réinvestissement par les actionnaires participants en vertu du RRD.

Sources de financement

Dans sa gestion du capital, AltaGas vise à maintenir ses notes de première qualité, à s'assurer d'avoir des liquidités appropriées, à optimiser la rentabilité de ses actifs existants et à accroître son infrastructure énergétique afin de créer de la valeur à long terme et d'améliorer le rendement pour les investisseurs. La structure du capital d'AltaGas inclut les capitaux

propres (y compris les participations ne donnant pas le contrôle) ainsi que la dette à court terme et à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an), moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie.

Le choix entre le financement par capitaux d'emprunt ou par capitaux propres dépend de la structure du capital d'AltaGas, qui est établie en fonction des normes et des risques associés aux activités et à la stabilité et à la durabilité des flux de trésorerie.

<i>(en millions de dollars)</i>	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Dette à court terme ¹	236 \$	389 \$
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	360	923
Dette à long terme ²	7 626	5 928
Total de la dette	8 222	7 240
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie	(32)	(57)
Dette nette	8 190 \$	7 183 \$
Avoir des actionnaires	7 041	7 215
Participations ne donnant pas le contrôle	620	154
Total de la capitalisation	15 851 \$	14 552 \$
Dette nette sur le total de la capitalisation (%)	52	49

1) Aux fins du calcul de la dette nette, la dette à court terme exclut le financement de projets de tiers reçu pour le compte du gouvernement fédéral pour fournir des fonds pour la construction de projets de services de gestion énergétique. Étant donné que cette dette a été contractée pour le compte du gouvernement américain, AltaGas aura à la rembourser seulement si le projet n'est pas achevé ni accepté par le gouvernement. Se reporter à la note 15 des états financiers consolidés annuels de 2020 pour plus de détails. Au 31 décembre 2020, le solde de financement de projets exclus de la dette à court terme dans le tableau ci-dessus était de 20 millions de dollars (71 millions de dollars au 31 décembre 2019).

2) Déduction faite des frais d'émission de la dette de 43 millions de dollars au 31 décembre 2020 (36 millions de dollars au 31 décembre 2019).

Au 31 décembre 2020, le total de la dette d'AltaGas se composait principalement de l'encours des billets à moyen terme de 4,0 milliards de dollars (3,0 milliards de dollars au 31 décembre 2019), de la dette à long terme de WGL et de Washington Gas de 2,1 milliards de dollars (2,4 milliards de dollars au 31 décembre 2019), reflétant les ajustements à la juste valeur à l'acquisition, de la dette à long terme de SEMCO de 641 millions de dollars (466 millions de dollars au 31 décembre 2019), d'un montant de 934 millions de dollars emprunté aux termes des facilités de crédit bancaire (643 millions de dollars au 31 décembre 2019) et de la dette à court terme de 256 millions de dollars (460 millions de dollars au 31 décembre 2019). En outre, l'encours des lettres de crédit d'AltaGas s'élevait à 230 millions de dollars (307 millions de dollars au 31 décembre 2019).

Au 31 décembre 2020, le total de la capitalisation boursière d'AltaGas s'établissait à environ 5,2 milliards de dollars d'après environ 279 millions d'actions ordinaires en circulation et un cours de clôture au 31 décembre 2020 de 18,72 \$ par action ordinaire.

Le multiple de couverture des intérêts par les bénéfices d'AltaGas pour les douze mois clos le 31 décembre 2020 est de 2,8 fois (3,2 fois pour les douze mois clos le 31 décembre 2019)

Facilités de crédit (en millions de dollars)	Capacité d'emprunt	Emprunté au 31 décembre 2020	Emprunté au 31 décembre 2019
Facilités de crédit à vue d'AltaGas ^{1, 2}	70 \$	— \$	— \$
Facilités de crédit renouvelables d'AltaGas ^{1, 2}	3 460	802	90
Facilités de crédit à terme d'AltaGas ¹	—	—	390
Facilités de crédit de 150 millions de dollars US de SEMCO Energy ^{1, 2}	191	80	163
Facilité de crédit renouvelable de 250 millions de dollars US de WGL ^{1, 2, 3}	318	132	239
Facilité de crédit renouvelable de 450 millions de dollars US de Washington Gas ^{1, 2, 3}	573	363	518
Facilités de crédit renouvelables de Petrogas	258	57	—
	4 870 \$	1 434 \$	1 400 \$

- 1) Montant utilisé au 31 décembre 2020 converti au taux en vigueur à la fin du mois (1 \$ US = 1,2732 \$ CA) (1 \$ US = 1,2988 \$ CA au 31 décembre 2019).
- 2) La totalité de la capacité d'emprunt en dollars américains a été convertie au taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien au 31 décembre 2020.
- 3) Les montants prélevés comprennent du papier commercial garanti par des facilités de crédit à long terme. Sous réserve de l'approbation des banques, WGL et Washington Gas peuvent demander jusqu'à 100 millions de dollars américains d'emprunts supplémentaires sur leurs facilités de crédit respectives, pour un total respectivement de 350 millions de dollars américains et 550 millions de dollars américains.

Outre les facilités susmentionnées, AltaGas a des facilités de lettres de crédit à vue de 330 millions de dollars. Au 31 décembre 2020, des lettres de crédit de 229 millions de dollars (281 millions de dollars au 31 décembre 2019) avaient été émises aux termes de ces facilités et un montant additionnel de 1 million de dollars (25 millions de dollars au 31 décembre 2019) avait été émis aux termes des facilités de crédit renouvelables de la Société.

WGL et Washington Gas ont recours à la dette à court terme sous forme de papier commercial ou d'emprunt bancaire à court terme non garanti pour financer les besoins saisonniers de liquidités. Les facilités de crédit renouvelables confirmées sont maintenues à un montant égal ou supérieur à la position en papier commercial maximale attendue. Au 31 décembre 2020, le papier commercial en circulation totalisait 495 millions de dollars pour WGL et Washington Gas (757 millions de dollars au 31 décembre 2019).

Les facilités d'emprunt sont assorties de clauses restrictives habituelles pour ces types de facilités qui doivent être respectées à la fin de chaque trimestre. AltaGas et ses filiales ont respecté l'ensemble des clauses restrictives financières chaque trimestre depuis la mise en place des facilités. AltaGas et ses filiales respectaient également les exigences liées à l'acte de fiducie de ses billets à moyen terme aux 31 décembre 2020 et 2019.

Le tableau suivant résume les principales clauses restrictives financières de la Société aux termes des facilités de crédit :

Ratios	Exigences des clauses restrictives	Au 31 décembre 2020
Ratio dette bancaire/capital investi ¹	pas plus de 65 %	moins de 52 %
Ratio BAIIA bancaire/intérêts débiteurs ^{1, 2}	pas moins de 2,5x	plus de 4,5x
Ratio dette bancaire/capital investi (SEMCO) ^{2, 3}	pas plus de 60 %	moins de 45 %
Ratio BAIIA bancaire/intérêts débiteurs (SEMCO) ^{2, 3}	pas moins de 2,25x	plus de 9,0x
Ratio dette bancaire/capital investi (WGL) ⁴	pas plus de 65 %	moins de 46 %
Ratio dette bancaire/capital investi (Washington Gas) ⁴	pas plus de 65 %	moins de 49 %

- 1) Calculés d'après la convention de facilité de crédit de 1,2 milliard de dollars américains de la Société, qui se trouve sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com. Les clauses restrictives sont équivalentes et applicables à toutes les facilités de crédit consenties à la Société.
- 2) Montants estimatifs, assujettis à d'autres rajustements.
- 3) Le ratio BAIIA bancaire/intérêts débiteurs (SEMCO) et le ratio dette bancaire/capital investi (SEMCO) sont établis d'après les états financiers consolidés de SEMCO, et le calcul est semblable à celui du ratio dette bancaire/capital investi et du ratio BAIIA bancaire/intérêts débiteurs.
- 4) Le ratio dette bancaire/capital investi de WGL est établi d'après les états financiers consolidés de WGL.

Le 25 septembre 2019, un prospectus préalable de base d'un capital de 2,0 milliards de dollars visant le placement futur auprès du public de titres de créance ou de capitaux propres a été déposé. Ainsi, AltaGas a accès aux marchés financiers canadiens en temps opportun au cours de la période de 25 mois de validité du prospectus préalable de base. Au 31 décembre 2020, un capital d'environ 0,3 milliard de dollars restait disponible aux termes du prospectus préalable de base.

Le 22 février 2021, un prospectus préalable de base d'un capital de 2,5 milliards de dollars visant le placement futur auprès du public de titres de créance ou de capitaux propres a été déposé pour remplacer le prospectus préalable de base daté du 25 septembre 2019. Ainsi, AltaGas a accès aux marchés financiers canadiens en temps opportun au cours de la période de 25 mois de validité du prospectus préalable de base.

Le 21 janvier 2020, AltaGas a déposé un prospectus préalable de base simplifié d'un capital de 2,0 milliards de dollars américains en Alberta et aux États-Unis, ce qui lui permettra d'accéder aux marchés financiers des États-Unis au cours des 25 mois durant lesquels le prospectus préalable de base demeure en vigueur. Au 31 décembre 2020, un capital d'environ 2,0 milliards de dollars américains restait disponible aux termes du prospectus préalable de base. Le 22 février 2021, AltaGas a déposé un prospectus préalable de base simplifié d'un capital de 2,0 milliards de dollars américains en Alberta et aux États-Unis pour remplacer le prospectus préalable de base simplifié déposé le 21 janvier 2020.

Obligations contractuelles

31 décembre 2020		Paiements exigibles par période			
(en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dette à court terme ¹	256 \$	256 \$	— \$	— \$	— \$
Dette à long terme ¹	7 937	356	1 771	1 324	4 486
Contrats de location simple ²	450	96	139	90	125
Engagements d'achat	36 158	3 737	6 002	5 133	21 286
Engagements d'acquisition d'immobilisations	25	20	2	2	1
Régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite ³	16	16	—	—	—
Engagements liés à la fusion ⁴	15	5	4	3	3
Engagement d'achat de terrains ⁵	20	20	—	—	—
Engagements environnementaux	13	7	4	2	—
Paiements éventuels postérieurs à l'acquisition ⁶	16	—	16	—	—
Autres passifs ⁷	37	37	—	—	—
Total des obligations contractuelles⁸	44 943 \$	4 550 \$	7 938 \$	6 554 \$	25 901 \$

1) Exclut les frais de financement reportés, les escomptes, les obligations locatives liées à des contrats de location-financement et l'écart d'évaluation lié à l'acquisition de WGL.

2) Les paiements sont présentés selon la comptabilité de trésorerie non actualisée.

3) Supposent que seuls les montants exigés seront versés dans les régimes de retraite en 2021. Les cotisations sont versées en fonction d'évaluations réalisées par des actuaires indépendants.

4) Engagements liés à la fusion découlant de l'acquisition de WGL. Représentent les paiements futurs estimatifs des engagements liés à la fusion qui ont été comptabilisés, mais qui n'ont pas été acquittés. En outre, certains engagements supplémentaires ont été et continueront d'être passés en charges lorsque les coûts seront engagés, notamment l'investissement de 70 millions de dollars américains sur une période de dix ans pour l'expansion du service de gaz naturel, l'investissement de 8 millions de dollars américains pour atténuer les fuites dans un délai de trois ans, versé en date du 31 décembre 2020, l'embauche de formateurs en prévention des dommages dans chaque juridiction pour un total de 2 millions de dollars américains sur cinq ans, et l'aménagement de 15 mégawatts de stockage d'énergie du réseau électrique ou de ressources renouvelables de niveau 1 dans les cinq ans suivant la clôture de la fusion. Au 31 décembre 2020, le cumul des engagements liés à la fusion qui a été passé en charges, mais qui n'a pas encore été acquitté, était d'environ 12 millions de dollars américains.

5) Dans le cadre de l'acquisition de Petrogas, AltaGas s'est engagée à acheter des terrains aux termes d'un accord relatif à l'utilisation continue du terminal Ferndale.

6) Des paiements éventuels d'un montant maximal de 16 millions de dollars devraient être versés à l'égard de l'acquisition de Petrogas.

7) Excluent les passifs non financiers.

8) Les engagements libellés en dollars américains ont été convertis en dollars canadiens selon le taux de change du 31 décembre 2020.

AltaGas entend financer ses obligations par les flux de trésorerie générés en interne, les ventes d'actifs et les emprunts aux termes des facilités de crédit actuellement consenties dans le cours normal des activités.

Opérations entre parties liées

Dans le cours normal de ses activités, AltaGas effectue des transactions avec ses filiales, ses sociétés satellites et ses coentreprises. Se reporter à la note 30 des états financiers consolidés de 2020 pour obtenir plus de renseignements sur les montants à payer aux parties liées, ou à recevoir de celles-ci, figurant aux bilans consolidés, et sur le classement des produits et des charges inscrits dans les états des résultats consolidés.

Notes de crédit

Le tableau suivant résume les notes de crédit les plus récentes pour AltaGas et ses filiales :

Entité	Agence de notation	Titre noté	Note la plus récente	Commentaires
AltaGas	Standard & Poor's (S&P)	Émetteur	BBB-	Note confirmée le 2 décembre 2020.
		Titres de premier rang non garantis	BBB-	Note confirmée le 2 décembre 2020.
		Actions privilégiées	P-3	Note confirmée le 2 décembre 2020.
	DBRS Limited (DBRS)	Émetteur	BBB (bas)	Note confirmée le 8 décembre 2020.
		Actions privilégiées	Pfd-3 (bas)	Note confirmée le 8 décembre 2020.
	Fitch Ratings (Fitch)	Émetteur	BBB	Note confirmée le 3 avril 2020.
		Actions privilégiées	BB+	Note confirmée le 3 avril 2020.
Washington Gas	Moody's Investors Service (Moody's)	Titres de premier rang non garantis	A3	Note abaissée de A2 à A3 le 30 janvier 2020. Perspective stable attribuée le 4 février 2020.
		Papier commercial	P-2	Note abaissée de P-1 à P-2 le 30 janvier 2020. Perspective stable attribuée le 4 février 2020.
	S&P	Émetteur et titres d'emprunt non garantis	A-	Note relevée de BBB+ à A- le 11 décembre 2019.
		Papier commercial	A-2	Note confirmée le 11 décembre 2019.
	Fitch	Émetteur	A-	Note confirmée le 3 avril 2020.
WGL	Moody's	Titres de premier rang non garantis	Baa1	Note confirmée le 30 janvier 2020 et révision de la perspective, qui est passée de stable à négative. Perspective stable attribuée le 4 février 2020.
		Papier commercial	P-2	Note confirmée le 30 janvier 2020 et révision de la perspective, qui est passée de stable à négative. Perspective stable attribuée le 4 février 2020.
	S&P	Émetteur	BBB-	Note confirmée le 11 décembre 2019 et révision de la perspective, qui est passée de négative à stable.
		Titres de premier rang non garantis	BB+	Note confirmée le 11 décembre 2019.
		Papier commercial	A-3	Note confirmée le 11 décembre 2019.
	Fitch	Émetteur	BBB	Note confirmée le 3 avril 2020.
SEMCO	Moody's	Émetteur à long terme	A3	Note relevée de Baa1 à A3 le 22 janvier 2021 avec perspective stable.
		Billets de premier rang garantis	A1	Note relevée de A2 à A1 le 22 janvier 2021 avec perspective stable.
	S&P	Émetteur à long terme	BBB	Note relevée de BBB- à BBB le 12 décembre 2019.
		Billets de premier rang garantis	A-	Note relevée de BBB+ à A- le 12 décembre 2019.

Selon le système de notation de S&P, un débiteur qui reçoit la note BBB présente des paramètres de protection adéquats. Toutefois, une conjoncture économique défavorable ou des changements de circonstances sont plus susceptibles d'affaiblir la capacité du débiteur de respecter ses engagements financiers. Les notes AA à CCC peuvent être modifiées par l'ajout d'un signe «+» ou d'un signe «-» qui indique la situation relative dans les catégories de notations principales. La note P-3 de S&P est la troisième meilleure des huit catégories attribuées par S&P selon son échelle de notation canadienne des actions privilégiées et une note P-3 correspond directement à une note BB selon son échelle de notation mondiale des actions privilégiées. L'échelle de notation canadienne des actions privilégiées est entièrement liée à l'échelle de notation mondiale des actions privilégiées et il n'existe pas d'autre critère analytique pour l'établissement des notes selon l'échelle de notation canadienne des actions privilégiées. Selon le système de notation de S&P, bien que les titres notés P-3 soient jugés comme ayant d'importantes caractéristiques spéculatives, ils sont moins vulnérables au défaut de paiement que d'autres titres de nature spéculative. Cependant, ils sont toujours soumis à d'importantes incertitudes ou à une exposition à une conjoncture commerciale, financière ou économique défavorable qui pourraient faire en sorte que le débiteur ne soit pas en mesure de respecter ses engagements financiers à leur égard. Les désignations «haut» ou «bas» sont utilisées pour indiquer la position relative des notes allant de P-1 à P-5 au sein d'une catégorie principale de notes.

Selon le système de notation de DBRS, les titres d'emprunt notés BBB ont une qualité de crédit adéquate. La capacité du débiteur d'honorer ses obligations financières est jugée acceptable, mais peut être vulnérable aux événements futurs. Les rangs «élevé» ou «bas» sont utilisés pour indiquer la position relative du titre au sein d'une catégorie. La note Pfd-3 de DBRS est la troisième meilleure des six catégories attribuées par DBRS. Selon le système de notation de DBRS, les actions privilégiées notées Pfd-3 ont une qualité de crédit adéquate. Bien que la protection des dividendes et du capital soit tout de même jugée acceptable, l'entité émettrice est plus sensible aux variations défavorables des conditions financières et de la conjoncture économique, et il peut exister d'autres facteurs défavorables nuisant à la protection des titres. La note Pfd-3 est habituellement attribuée aux obligations de sociétés dont la note se situe dans la tranche supérieure de la catégorie BBB. Les rangs «élevé» ou «bas» sont utilisés pour indiquer la position relative du titre au sein d'une catégorie. L'absence de rang «haut» ou «bas» signifie que la note est située au milieu de la catégorie.

Selon le système de notation Fitch, une note BBB indique que le risque de défaut est actuellement faible. La capacité d'honorer les engagements financiers est considérée comme adéquate, mais des changements défavorables dans les circonstances ou dans la conjoncture économique sont plus susceptibles de nuire à cette capacité. Une note BB attribuée par Fitch indique une vulnérabilité plus grande au risque de défaut, particulièrement en cas de changements défavorables dans les circonstances ou la conjoncture économique au fil du temps; cependant, la souplesse de l'entreprise et sa souplesse financière soutiennent le respect des obligations financières.

Selon le système de notation Moody's, une note Baa indique que le risque de crédit est modéré. Les obligations notées Baa sont considérées comme étant de qualité moyenne et, par conséquent, elles peuvent posséder des caractéristiques de spéculation.

Les notes de crédit attribuées aux titres par les agences de notation ne sont pas des recommandations d'achat, de garde ou de vente des titres en ce sens que ces notes ne constituent pas une opinion quant au cours de marché ni au caractère approprié des titres pour un investisseur en particulier. Rien ne garantit qu'une note demeurera en vigueur pendant une période donnée ni qu'une note ne fera pas l'objet d'une révision ou d'un retrait par une agence de notation à l'avenir si, à son avis, les circonstances le justifient.

Informations sur les actions

Au 19 février 2021

Émises et en circulation

Actions ordinaires	279 533 433
Actions privilégiées	
Série A	6 746 679
Série B	1 253 321
Série C	8 000 000
Série E	8 000 000
Série G	6 885 823
Série H	1 114 177
Série K	12 000 000

Émises

Options sur actions	10 174 183
Options sur actions exerçables	4 343 553

Dividendes

AltaGas déclare et verse des dividendes mensuels à ses porteurs d'actions ordinaires. Les dividendes sur les actions privilégiées sont versés tous les trimestres. Le versement de dividendes relève de la discrétion du conseil d'administration qui passe régulièrement en revue leurs montants en fonction des flux de trésorerie d'exploitation durables et continus, des dépenses en immobilisations liées à l'entretien et à la croissance, et des obligations de remboursement des dettes d'AltaGas.

Le 10 décembre 2020, AltaGas a annoncé que son conseil d'administration avait approuvé une hausse de 4 % de ses dividendes annuels sur actions ordinaires. Le dividende mensuel versé aux porteurs d'actions ordinaires sera porté à 0,0833 \$ par action ordinaire (1,00 \$ par action ordinaire par année), avec prise d'effet pour le dividende de décembre 2020.

Le tableau suivant résume l'historique des dividendes déclarés par AltaGas :

Dividendes

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019
<i>(en dollars par action ordinaire)</i>		
Premier trimestre	0,240000 \$	0,240000 \$
Deuxième trimestre	0,240000	0,240000
Troisième trimestre	0,240000	0,240000
Quatrième trimestre	0,243300	0,240000
Total	0,963300 \$	0,960000 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série A

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019
<i>(en dollars par action privilégiée)</i>		
Premier trimestre	0,211250 \$	0,211250 \$
Deuxième trimestre	0,211250	0,211250
Troisième trimestre	0,211250	0,211250
Quatrième trimestre	0,191250	0,211250
Total	0,825000 \$	0,845000 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série B

Exercices clos les 31 décembre			
<i>(en dollars par action privilégiée)</i>			
	2020	2019	
Premier trimestre	0,268030	\$ 0,269380	\$
Deuxième trimestre	0,267160	0,270510	
Troisième trimestre	0,183180	0,273921	
Quatrième trimestre	0,176520	0,270830	
Total	0,894890	\$ 1,084641	\$

Dividendes sur actions privilégiées – Série C

Exercices clos les 31 décembre			
<i>(en dollars américains par action privilégiée)</i>			
	2020	2019	
Premier trimestre	0,330625	\$ 0,330625	\$
Deuxième trimestre	0,330625	0,330625	
Troisième trimestre	0,330625	0,330625	
Quatrième trimestre	0,330625	0,330625	
Total	1,322500	\$ 1,322500	\$

Dividendes sur actions privilégiées – Série E

Exercices clos les 31 décembre			
<i>(en dollars par action privilégiée)</i>			
	2020	2019	
Premier trimestre	0,337063	\$ 0,337063	\$
Deuxième trimestre	0,337063	0,337063	
Troisième trimestre	0,337063	0,337063	
Quatrième trimestre	0,337063	0,337063	
Total	1,348252	\$ 1,348252	\$

Dividendes sur actions privilégiées – Série G

Exercices clos les 31 décembre			
<i>(en dollars par action privilégiée)</i>			
	2020	2019	
Premier trimestre	0,265125	\$ 0,296875	\$
Deuxième trimestre	0,265125	0,296875	
Troisième trimestre	0,265125	0,296875	
Quatrième trimestre	0,265125	0,265125	
Total	1,060500	\$ 1,155750	\$

Dividendes sur actions privilégiées – Série H

Exercices clos les 31 décembre			
<i>(en dollars par action privilégiée)</i>			
	2020	2019	
Premier trimestre	0,292890	\$ —	\$
Deuxième trimestre	0,292020	—	
Troisième trimestre	0,208320	—	
Quatrième trimestre	0,201660	0,296040	
Total	0,994890	\$ 0,296040	\$

Dividendes sur actions privilégiées – Série I¹

Exercices clos les 31 décembre			
<i>(en dollars par action privilégiée)</i>			
	2020	2019	
Premier trimestre	0,328125	\$ 0,328125	\$
Deuxième trimestre	0,328125	0,328125	
Troisième trimestre	0,328125	0,328125	
Quatrième trimestre	0,328125	0,328125	
Total	1,312500	\$ 1,312500	\$

1) Le 31 décembre 2020, AltaGas a racheté toutes ses actions privilégiées de série I en circulation.

Dividendes sur actions privilégiées – Série K

Exercices clos les 31 décembre

(en dollars par action privilégiée)

	2020	2019
Premier trimestre	0,312500 \$	0,312500 \$
Deuxième trimestre	0,312500	0,312500
Troisième trimestre	0,312500	0,312500
Quatrième trimestre	0,312500	0,312500
Total	1,250000 \$	1,250000 \$

Estimations comptables critiques

Comme la détermination de la valeur de nombreux actifs, passifs, produits et charges dépend des événements futurs, la préparation des états financiers consolidés d'AltaGas requiert l'utilisation d'estimations et d'hypothèses fondées sur un jugement prudent. Les principales méthodes comptables d'AltaGas sont contenues dans les notes des états financiers consolidés annuels de 2020. Certaines de ces méthodes portent sur des estimations comptables critiques du fait de l'exigence voulant que des jugements particulièrement subjectifs ou complexes soient posés à l'égard de questions qui sont intrinsèquement incertaines, et en raison de la probabilité que des montants sensiblement différents puissent être constatés dans des conditions différentes ou selon des hypothèses différentes.

Les estimations et jugements importants formulés par la direction dans la préparation des états financiers consolidés sont décrits ci-après :

Actifs et passifs réglementaires

SEMCO Gas, ENSTAR et Washington Gas distribuent et vendent du gaz naturel. SEMCO Gas et ENSTAR sont réglementées respectivement par la MPSC et la RCA. Washington Gas est réglementée par la PSC du District de Columbia dans le District de Columbia, la PSC du Maryland au Maryland et la SCC de la Virginie en Virginie.

Les autorités de réglementation exercent les pouvoirs qui leur sont conférés par la loi sur des questions comme les tarifs, les taux, la construction, l'exploitation, le financement, les rendements et certains contrats conclus avec les clients. Afin de tenir compte des incidences économiques des mesures et des décisions prises par les autorités de réglementation, le moment de la comptabilisation de certains actifs, passifs, produits et charges découlant de la réglementation peut différer du moment prévu par les PCGR des États-Unis pour les entités qui ne sont pas assujetties à la réglementation des tarifs.

Les actifs réglementaires représentent les produits futurs associés à certains coûts engagés au cours de la période considérée ou de périodes antérieures, dont on prévoit le recouvrement auprès des clients au cours de périodes futures au moyen du processus d'établissement des tarifs. Les passifs réglementaires représentent les réductions futures de produits ou le plafonnement futur des augmentations de produits associés aux montants dont on prévoit le remboursement aux clients en raison du processus d'établissement des tarifs.

Dépréciation des actifs

AltaGas réévalue les actifs à long terme, les actifs réglementaires et les actifs incorporels ayant une durée de vie indéterminée ou limitée lorsque des événements ou des changements de situation indiquent que la valeur comptable de ces actifs pourrait ne pas être recouvrable. La recouvrabilité est fondée sur une estimation de la valeur non actualisée des flux de trésorerie ou d'autres indicateurs de la juste valeur, et la mesure d'une dépréciation est fondée sur la juste valeur des actifs. L'établissement de la juste valeur nécessite que la direction pose des hypothèses quant aux rentrées et aux sorties de trésorerie futures sur la durée de vie d'un actif. Toute modification apportée aux hypothèses utilisées pour évaluer les flux de trésorerie futurs pourrait

entraîner la revue de l'évaluation du caractère recouvrable des actifs à long terme ou des actifs incorporels de même que la comptabilisation d'une dépréciation dans les états financiers consolidés.

AltaGas soumet également l'écart d'acquisition à un test de dépréciation chaque année ou plus souvent si des événements ou des changements de circonstances indiquent qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur des unités d'exploitation soit inférieure à leur valeur comptable. La Société peut commencer par évaluer les facteurs qualitatifs pour établir si elle doit procéder à un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition. Si l'on procède à un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition, la juste valeur de l'unité d'exploitation de la Société est comparée à sa valeur comptable. Si la valeur comptable d'une unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition attribué, excède sa juste valeur, la charge au titre de la dépréciation de l'écart d'acquisition correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'écart d'acquisition attribué à l'unité d'exploitation sur sa juste valeur implicite. La juste valeur utilisée aux fins du test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition repose sur les flux de trésorerie futurs estimatifs ainsi que de taux d'actualisation appropriés. AltaGas a soumis l'écart d'acquisition à un test de dépréciation au 31 décembre 2020 qui n'indiquait aucune perte de valeur.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

AltaGas comptabilise des passifs au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations lorsqu'elle en a l'obligation légale. Pour estimer les obligations, la direction doit formuler des hypothèses concernant les taux d'inflation et d'actualisation, les montants définitifs et le calendrier des règlements, ainsi que les changements prévus aux lois et à la réglementation. Un changement dans l'une ou l'autre de ces estimations pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

Impôts sur les bénéfices

La Société est assujettie aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) aux fins de l'établissement du montant du bénéfice imposable au Canada et aux dispositions de l'*Internal Revenue Code* (É.-U.) aux fins de l'établissement du montant du bénéfice imposable aux États-Unis. L'établissement de la charge d'impôts d'AltaGas et de ses filiales nécessite l'application de ces règles complexes.

D'importants actifs et passifs d'impôts reportés sont constatés dans les états financiers consolidés d'AltaGas. La comptabilisation des actifs et des passifs d'impôts reportés repose sur l'hypothèse que les bénéfices futurs sont suffisants pour que se réalise l'avantage reporté. Une provision pour moins-value est comptabilisée dans les actifs d'impôts reportés s'il est prévu que la totalité ou une partie de ces actifs ne sera pas réalisée. Le montant des actifs ou passifs d'impôts reportés comptabilisés est établi selon la meilleure estimation par la direction du moment de la réalisation des actifs ou passifs.

Si l'interprétation de la direction des lois fiscales diffère de celle des autorités fiscales ou si la reprise des écarts n'a pas lieu au moment prévu, la provision pour impôts pourrait augmenter ou diminuer au cours de périodes à venir. Voir la note 20 des états financiers consolidés annuels de 2020.

Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Le calcul des obligations et des charges au titre des régimes de retraite repose sur diverses hypothèses actuarielles. Les principales hypothèses comprennent le taux de rendement prévu à long terme des actifs des régimes, le taux d'actualisation appliqué aux obligations au titre des régimes de retraite, le taux d'augmentation prévu de la rémunération et les taux de mortalité. En ce qui concerne les régimes d'avantages complémentaires de retraite non capitalisés, qui procurent certaines primes de soins de santé et prestations d'assurance vie aux employés retraités admissibles, les hypothèses critiques du calcul des obligations et des charges au titre des avantages complémentaires de retraite sont le taux d'actualisation et les taux tendanciels hypothétiques des coûts des soins de santé.

Au troisième trimestre de 2020, AltaGas a effectué un changement volontaire de méthode comptable ayant trait au calcul de la valeur liée au marché des actifs qui est utilisé pour déterminer le coût net périodique des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite de Washington Gas. Ce changement de méthode comptable a une incidence sur le calcul du coût net périodique des prestations inclus au poste «Autres produits» dans les états des résultats consolidés. Selon ce changement, l'approche fondée sur la juste valeur est utilisée pour la catégorie des placements dans des titres à revenu fixe compris dans les actifs des régimes, comparativement à la méthode utilisée auparavant qui consistait à utiliser une valeur calculée, selon laquelle les gains ou pertes découlant des variations de la juste valeur étaient reportés et amortis dans le calcul de la valeur liée au marché des actifs sur une période de cinq ans. La valeur liée au marché des actifs est utilisée dans le calcul du rendement prévu des actifs et du gain actuariel ou de la perte actuarielle comptabilisés dans le coût net périodique des prestations. La méthode appliquée aux autres catégories d'actifs demeure inchangée. La direction juge que l'utilisation de la méthode fondée sur la juste valeur pour les placements dans des titres à revenu fixe compris dans les actifs du régime est préférable, car elle est plus étroitement alignée sur la comptabilisation des éléments connexes dans le coût net périodique des prestations. L'effet quantitatif de ce changement de méthode comptable n'a pas été considéré comme étant important pour les périodes antérieures ou l'exercice considéré; par conséquent, une augmentation du bénéfice net (de la perte nette) attribuable aux actions ordinaires de 19 millions de dollars a été comptabilisée en 2020.

Les notes 2 et 28 afférentes aux états financiers consolidés annuels de 2020 comprennent des informations sur les hypothèses utilisées aux fins de la comptabilisation de la situation de capitalisation des régimes et des charges connexes.

Amortissement

L'amortissement des immobilisations corporelles et des actifs incorporels repose sur le jugement de la direction de la durée de vie utile estimative des actifs. Lorsqu'il est établi que les durées de vie utile des actifs attribuées ne reflètent pas la période résiduelle estimative d'un avantage, des modifications prospectives sont apportées aux durées de vie utile amortissables de ces actifs. Habituellement, les taux d'amortissement des entités à tarifs réglementés sont prescrits par l'organisme de réglementation compétent. L'estimation de la durée de vie utile résiduelle de certains actifs comporte un certain nombre d'incertitudes et des modifications à ces hypothèses pourraient entraîner un rajustement important du montant de l'amortissement qu'AltaGas constate d'une période à une autre.

Pertes éventuelles

AltaGas et ses filiales font l'objet d'actions en justice et de poursuites dans le cours normal de leurs activités. Les passifs au titre des pertes éventuelles sont calculés au cas par cas et sont comptabilisés lorsqu'il est probable qu'un passif a été engagé et que le montant peut faire l'objet d'une estimation raisonnable. Une grande part de jugement est requise lorsqu'il s'agit de déterminer la probabilité qu'un passif a été engagé et le montant estimatif engagé. Les estimations sont passées en revue régulièrement et mises à jour au fur et à mesure que de nouvelles informations sont reçues. Au 31 décembre 2020, la Société n'avait comptabilisé aucune provision importante au titre des pertes éventuelles. Toutefois, en raison de l'incertitude propre au processus de règlement de litige, la résolution de tout passif éventuel peut avoir un effet défavorable important sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la Société.

Juste valeur des instruments financiers

La juste valeur correspond au montant de la contrepartie dont conviendraient des parties compétentes agissant en toute liberté dans des conditions de pleine concurrence, autrement que dans un contexte de vente forcée ou de liquidation. Le cours vendeur ou acheteur, selon le cas, sur un marché actif constitue l'élément probant le plus fiable pour établir la juste valeur. La juste valeur fondée sur des cours non ajustés sur des marchés actifs n'exige qu'une part minimale de jugement de la part de la direction. Lorsque des cours vendeur ou acheteur sur un marché actif ne sont pas disponibles, la direction doit faire preuve de jugement relativement aux données d'évaluation pour établir la juste valeur. AltaGas conclut des contrats prévoyant la livraison et des contrats de dérivés financiers pour gérer son exposition aux fluctuations des prix des produits de base et des

taux de change, et pour optimiser certains actifs de gaz naturel qu'elle détient et gère. AltaGas évalue les prix à terme en fonction de données provenant de sources reconnues, rajustées pour tenir compte des facteurs propres à l'actif ou au passif, y compris les courbes des écarts de base et des écarts attribuables aux emplacements, des taux d'escompte et des taux de change. Les courbes des taux à terme utilisées pour évaluer ces instruments dérivés à la valeur de marché s'appuient sur des sources publiques. AltaGas a recours à des méthodes d'évaluation lorsqu'il n'existe pas de données de marché observables, ce qui exige une part de jugement importante de la part de la direction. Des changements dans les estimations et les hypothèses sur ces données d'entrée pourraient avoir une incidence sur la juste valeur présentée.

Adoption de nouvelles normes comptables

Le 1^{er} janvier 2020, AltaGas a adopté les *Accounting Standards Updates* (ASU) suivantes publiées par le Financial Accounting Standards Board (FASB) :

- En juin 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-13, *Financial Instruments – Credit Losses and all related amendments (collectively “ASC 326”): Measurement of Credit Losses on Financial Instruments*. L'ASU remplace le modèle de dépréciation actuel fondé sur les pertes subies par un modèle fondé sur les pertes attendues pour les actifs financiers évalués au coût amorti. AltaGas a appliqué l'ASC 326 selon l'approche rétrospective modifiée au moyen d'un ajustement à effet cumulatif aux bénéfices non répartis à la date d'entrée en vigueur de la nouvelle norme. Les chiffres des périodes antérieures présentés aux fins de comparaison n'ont pas été ajustés. Par suite de l'adoption de l'ASC 326, les «débiteurs, déduction faite des provisions» ont diminué de 2 millions de dollars, et les «placements à long terme et autres actifs», de 5 millions de dollars, une augmentation correspondante ayant été comptabilisée dans le «déficit cumulé». AltaGas a choisi de comptabiliser ses équivalents de trésorerie à la juste valeur. Pour plus de précisions, se reporter également à la note 23 des états financiers consolidés au 31 décembre 2020 et pour l'exercice clos à cette date.
- ASU 2018-13, *Fair Value Measurement – Disclosure Framework: Changes to the Disclosure Requirements for Fair Value Measurement*. Les modifications apportées par cette mise à jour modifient les obligations d'information pour les évaluations à la juste valeur. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas, mais a entraîné des ajustements mineurs aux informations à fournir sur la juste valeur. Pour plus de précisions, se reporter également à la note 23 des états financiers consolidés au 31 décembre 2020 et pour l'exercice clos à cette date.
- ASU 2018-14, *Compensation – Retirement Benefits-Defined Benefit Plans – General: Disclosure Framework – Changes to the Disclosure Requirements for the Defined Benefit Plans*. Les modifications apportées par cette mise à jour modifient les obligations d'information sur les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'avantages complémentaires de retraite (ACR). L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas, mais a entraîné des ajustements aux informations à fournir dans la note sur les régimes de retraite. Pour plus de précisions, se reporter également à la note 28 des états financiers consolidés au 31 décembre 2020 et pour l'exercice clos à cette date.
- ASU 2018-17, *Consolidation: Targeted Improvements to Related Party Guidance for Variable Interest Entities*. Les modifications apportées par cette ASU permettent une exemption aux sociétés privées relativement aux lignes directrices à l'égard des EDDV pour certaines entités, et précisent qu'une participation indirecte détenue par l'intermédiaire de parties liées sous un contrôle commun est considérée sur une base proportionnelle au moment de déterminer si les honoraires versés à un décideur ou à un prestataire de services sont des droits variables. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

- ASU 2018-18, *Collaborative Arrangements: Clarifying the Interaction between Topic 808 and Topic 606*. Les modifications apportées par cette mise à jour précisent que certaines transactions entre des participants à un accord de collaboration doivent être comptabilisées à titre de produits en vertu de l'ASC 606, ajoutent des directives sur les unités de comptabilisation de l'ASC 808 qui sont conformes aux dispositions de l'ASC 606 et, en ce qui a trait à une transaction avec un participant à un accord de collaboration qui n'est pas directement liée aux ventes à un tiers, ne permettent pas de présenter cette transaction à même les produits comptabilisés selon l'ASC 606 si le participant à l'accord de collaboration n'est pas un client. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU 2019-01, *Leases: Codification Improvements*. Les modifications apportées par cette ASU offrent une exception à la comptabilisation à la juste valeur pour les bailleurs qui ne sont ni fabricants ni concessionnaires, précisent la présentation des paiements de capital reçus dans le cadre d'un contrat de location-vente ou de location-financement pour les institutions de dépôt et de prêt, et précisent que les obligations d'information transitoires liées à un changement à l'état des résultats, au bénéfice net et aux montants par action connexes découlant de l'adoption de l'ASC 842 ne sont pas requises. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU 2019-04, *Financial Instruments: Codification Improvements*. Les modifications apportées par cette ASU fournissent des précisions et améliorent la codification des pertes sur créances, de la comptabilité de couverture et des instruments financiers dans les normes comptables publiées récemment. Les modifications liées aux pertes sur créances ont été évaluées de pair avec l'ASU 2016-13 décrite ci-dessus. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU 2020-03, *Codification Improvements to Financial Instruments*. Les modifications apportées par cette ASU fournissent des précisions et améliorent la codification de certains aspects des normes comptables relatifs aux instruments financiers. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

Le 31 décembre 2020, AltaGas a adopté les ASU suivantes publiées par le FASB :

- ASU 2018-14, *Compensation – Retirement Benefits-Defined Benefit Plans – General: Disclosure Framework – Changes to the Disclosure Requirements for the Defined Benefit Plans*. Les modifications apportées par cette mise à jour modifient les obligations d'information sur les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'avantages complémentaires de retraite (ACR). L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas, mais a entraîné des ajustements aux informations à fournir dans la note sur les régimes de retraite. Pour plus de précisions, se reporter également à la note 28 des états financiers consolidés au 31 décembre 2020 et pour l'exercice clos à cette date.

Modifications futures de conventions comptables

En décembre 2019, le FASB a publié l'ASU 2019-12, *Income Taxes: Simplifying the Accounting for Income Taxes*. Les modifications apportées par cette ASU simplifient la comptabilisation des impôts en clarifiant certains aspects des lignes directrices en vigueur et en supprimant certaines exceptions aux principes généraux présentés dans l'ASC 740. Les modifications apportées par cette mise à jour s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2020. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers d'AltaGas.

En janvier 2020, le FASB a publié l'ASU 2020-01, *Derivatives and Hedging: Clarifying the Interactions between Topic 321, Topic 323, and Topic 815*. Les modifications apportées par cette ASU clarifient l'application de la méthode alternative

d'évaluation des instruments de capitaux propres et l'évaluation de contrats à terme non dérivés ou d'options d'achat achetées en vue d'acquérir des titres de capitaux propres. Les modifications apportées par cette mise à jour s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2020. Une application anticipée est permise. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers d'AltaGas.

En mars 2020, le FASB a publié l'ASU 2020-04, *Reference Rate Reform: Facilitation of the Effects of Reference Rate Reform on Financial Reporting*. Les modifications apportées par cette mise à jour prévoient des mesures de simplification facultatives et des exceptions à l'application des PCGR aux modifications de contrats et aux relations de couverture touchées par la réforme des taux de référence si certains critères sont respectés. Ces mesures et exceptions s'appliquent seulement aux contrats, relations de couverture et autres transactions qui utilisent comme taux de référence le LIBOR ou un autre taux de référence appelé à disparaître en raison de la réforme des taux de référence. Les modifications apportées par cette mise à jour sont en vigueur du 12 mars 2020 au 31 décembre 2022, inclusivement. AltaGas peut choisir d'appliquer les modifications en tout temps depuis le début d'une période intermédiaire ouverte à compter du 12 mars 2020 de manière prospective. AltaGas n'a pas choisi d'adopter cette ASU au 31 décembre 2020 et évalue l'incidence de celle-ci sur ses états financiers consolidés.

En août 2020, le FASB a publié l'ASU 2020-06, *Debt with Conversion and Other Options and Topic 815-40 - Derivatives and Hedging - Contracts in Entity's Own Equity: Accounting for Convertible Instruments and Contract in an Entity's Own Equity*. Les modifications apportées par cette mise à jour simplifient la comptabilisation de certains instruments financiers ayant des caractéristiques de passifs et de capitaux propres, y compris des instruments convertibles et des contrats dans les capitaux propres d'une entité. Ces modifications s'appliquent aux entités commerciales du secteur public qui répondent à la définition de déposant inscrit auprès de la Securities and Exchange Commission (SEC), à l'exception des entités pouvant répondre à la définition de petit émetteur assujéti (ou «Smaller Reporting Company») de la SEC, pour les exercices ouverts après le 15 décembre 2021, y compris les périodes intermédiaires comprises dans ces exercices. Pour toutes les autres entités, les modifications s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2023. Une application anticipée est permise. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers d'AltaGas.

Arrangements hors bilan

AltaGas n'a conclu aucun arrangement contractuel avec des entités non consolidées qui ont, ou qui pourraient raisonnablement avoir, une incidence importante actuelle ou future sur le rendement financier ou la situation financière de la Société, y compris la situation de trésorerie et les sources de financement.

Contrôles et procédures de communication de l'information à l'égard de l'information financière

La direction, y compris le chef de la direction et le chef des finances, a la responsabilité d'établir et de maintenir les contrôles et procédures de communication de l'information (CPCI) et le contrôle interne à l'égard de l'information financière (CIIF), tels qu'ils sont définis dans le Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs. Ce règlement vise à améliorer la qualité, la fiabilité et la transparence des documents déposés ou transmis en vertu des lois sur les valeurs mobilières.

La direction, y compris le chef de la direction et le chef des finances, a conçu, ou fait concevoir sous sa supervision, des CPCI et un CIIF pour fournir une assurance raisonnable que l'information devant être communiquée par AltaGas dans ses rapports annuels, intermédiaires et dans les autres rapports déposés ou présentés en vertu des lois sur les valeurs mobilières est portée à son attention, qu'elle est présentée en temps opportun, que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de publication conformément aux PCGR des États-Unis.

Le CIIF a été conçu selon le cadre établi dans le document de 2013 intitulé *Internal Control – Integrated Framework* publié par le Committee of Sponsoring Organizations (COSO) de la Treadway Commission.

La direction a conçu le CIIF actuel pour pouvoir présenter les informations connexes consolidées de façon exhaustive et exacte. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, à l'exception des modifications apportées au CIIF relativement à l'acquisition de Petrogas, il n'y a eu aucune modification apportée au CIIF d'AltaGas qui ait eu, ou qui pourrait raisonnablement avoir, une incidence importante sur le CIIF ou les CPCI. AltaGas ne croit pas que les modifications apportées aux processus à l'égard de la pandémie de COVID-19 aient eu une incidence importante sur le CIIF.

Le chef de la direction et le chef des finances ont évalué, avec le concours d'employés d'AltaGas, l'efficacité des CPCI et du CIIF d'AltaGas au 31 décembre 2020, et selon cette évaluation, ont conclu qu'ils étaient efficaces à cette date.

Limitation de portée

Conformément aux dispositions du Règlement 52-109, ainsi qu'aux lignes directrices de la SEC, la portée de l'évaluation ne comprend pas le CIIF lié à Petrogas, dont l'acquisition a eu lieu le 15 décembre 2020. Selon ces dispositions, l'émetteur peut exclure de ses attestations une entreprise qu'il a acquise au plus tôt 365 jours avant la clôture de l'exercice de l'émetteur. Ainsi, les contrôles, politiques et procédures relatifs à l'acquisition de Petrogas ont été exclus de l'évaluation par la direction de l'efficacité du CIIF d'AltaGas au 31 décembre 2020. Le sommaire de l'information financière de Petrogas, présenté dans les états financiers consolidés audités au 31 décembre 2020 et pour l'exercice clos à cette date, comprend un total des actifs d'environ 2,6 milliards de dollars et des produits d'environ 143 millions de dollars.

Il est à noter qu'un système de contrôle, peu importe la qualité de sa conception et de son fonctionnement, n'offre qu'une assurance raisonnable, et non absolue, que les objectifs du système de contrôle sont atteints. En raison des limites inhérentes à tous les systèmes de contrôle, aucune évaluation des contrôles ne peut donner une assurance absolue que tous les enjeux liés aux contrôles, y compris la fraude, le cas échéant, ont été décelés. La conception de tout système de contrôle est aussi fondée en partie sur certaines hypothèses quant à la probabilité d'événements futurs et rien ne peut garantir qu'un système d'une conception donnée réussira à atteindre ses objectifs fixés dans toutes les circonstances possibles.

Sommaire des résultats consolidés des huit derniers trimestres¹

(en millions de dollars)	T4-20	T3-20	T2-20	T1-20	T4-19	T3-19	T2-19	T1-19
Total des produits	1 689	969	1 059	1 869	1 534	888	1 174	1 898
BALIA normalisé ^{2, 3}	392	213	206	499	436	173	211	482
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	48	(47)	21	464	(103)	22	41	809
(en dollars par action)	T4-20	T3-20	T2-20	T1-20	T4-19	T3-19	T2-19	T1-19
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire								
De base	0,17	(0,17)	0,08	1,66	(0,37)	0,08	0,15	2,93
Dilué	0,17	(0,17)	0,08	1,66	(0,37)	0,08	0,15	2,93
Dividendes déclarés	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24

1) Les montants ayant été arrondis, la somme des colonnes pourrait ne pas correspondre au total.

2) Mesure financière non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion.

3) À compter de 2020, la direction n'ajuste plus le BALIA normalisé pour tenir compte des variations de la juste valeur de stocks optimaux de gaz naturel. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion. Les données des périodes précédentes ont été ajustées pour refléter l'incidence de ce changement.

Les résultats financiers d'un trimestre à l'autre d'AltaGas sont touchés par le caractère saisonnier des activités, les fluctuations des prix des produits de base, les conditions météorologiques, le taux de change américain/canadien, les interruptions de service planifiées et non planifiées, le calendrier des mises en service de nouveaux projets et des activités d'acquisition et de désinvestissement.

En général, les produits du secteur Services publics sont plus élevés aux premier et quatrième trimestres d'un exercice étant donné que la demande de gaz naturel est plus forte au cours de la saison de chauffage, période qui s'échelonne normalement de novembre à mars.

Les autres éléments importants qui ont eu une incidence sur les produits d'un trimestre à l'autre au cours des périodes indiquées comprennent :

- les températures saisonnières plus froides qu'ont connues plusieurs des services publics aux deuxième et troisième trimestres de 2020;
- l'incidence de la vente des centrales hydroélectriques du nord-ouest et des actifs secondaires du secteur Intermédiaire et du secteur Électricité au Canada au premier trimestre de 2019;
- l'entrée en service commerciale de RIPET au deuxième trimestre de 2019;
- l'incidence de la vente des actifs de production décentralisée aux États-Unis au troisième trimestre de 2019;
- l'incidence de la vente d'AltaGas Pomona Energy Storage Inc. et d'AltaGas Ripon Energy Inc. au troisième trimestre de 2020;
- l'incidence de l'acquisition de la participation additionnelle dans Petrogas au quatrième trimestre de 2020.

Le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actions ordinaires est également touché(e) par les éléments sans effet sur la trésorerie comme les impôts reportés, la charge d'amortissement, la charge de désactualisation, la provision pour actifs, les gains (les pertes) sur les placements à long terme, et les gains (les pertes) à la vente d'actifs. En outre, le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actions ordinaires est aussi touché(e) par les dividendes sur actions privilégiées et les gains ou les pertes au rachat d'actions privilégiées. De ce fait, le bénéfice net (la perte nette) ne suit pas nécessairement la même courbe que les produits. Le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actions ordinaires des périodes indiquées a été touché(e) par :

- la baisse de la charge d'amortissement attribuable à l'incidence des ventes d'actifs, partiellement contrebalancée par de nouveaux actifs mis en service;
- des coûts de transaction après impôts d'environ 18 millions de dollars et 10 millions de dollars engagés respectivement en 2020 et 2019 en raison de ventes d'actifs;
- l'incidence de la vente des centrales hydroélectriques du nord-ouest et des actifs secondaires du secteur Intermédiaire et du secteur Électricité au Canada au premier trimestre de 2019;
- l'incidence de la vente des actifs de production décentralisée aux États-Unis au troisième trimestre de 2019;
- l'incidence de la vente de la participation indirecte hors exploitation de WGL Midstream dans Central Penn au quatrième trimestre de 2019;
- des provisions après impôts d'environ 319 millions de dollars comptabilisées au quatrième trimestre de 2019 se rapportant principalement à des actifs du secteur Électricité;
- l'incidence de la vente d'ACI au premier trimestre de 2020;
- l'incidence de la vente d'AltaGas Pomona Energy Storage Inc. et d'AltaGas Ripon Energy Inc. au troisième trimestre de 2020;
- l'incidence de l'acquisition de la participation additionnelle dans Petrogas au quatrième trimestre de 2020;
- la provision après impôts d'environ 79 millions de dollars comptabilisée au quatrième trimestre de 2020 se rapportant au projet de stockage de gaz naturel d'Alton;
- l'incidence du changement de méthode comptable ayant trait au coût net périodique des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite de Washington Gas au troisième trimestre de 2020.

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ANNUELLES

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2020	2019	2018
Produits	5 587	5 495	4 257
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	486	769	(502)
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	1,74	2,78	(2,25)
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – dilué(e)	1,74	2,77	(2,25)
Total de l'actif	21 532	19 795	23 488
Total des passifs à long terme	11 264	9 301	11 746
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation <i>(en millions)</i>	279	277	223
Dividendes déclarés par action ordinaire (\$ par action)	0,963300	0,960000	2,087500
Dividendes déclarés par action privilégiée (\$ par action)			
Série A	0,825000	0,845000	0,845000
Série B	0,894890	1,084641	0,968620
Série C (\$ US)	1,322500	1,322500	1,322500
Série E	1,348252	1,348252	1,250000
Série G	1,060500	1,155750	1,187500
Série H	0,994890	0,296040	—
Série I ¹	1,312500	1,312500	1,312500
Série K	1,250000	1,250000	1,250000
Washington Gas – Série à 4,80 \$ (\$ US) ²	—	2,400000	2,400000
Washington Gas – Série à 4,25 \$ (\$ US) ²	—	2,125000	2,125000
Washington Gas – Série à 5,00 \$ (\$ US) ²	—	2,500000	2,500000

1) Les actions privilégiées de série I d'AltaGas ont été rachetées le 31 décembre 2020.

2) Les actions privilégiées de Washington Gas ont été rachetées le 20 décembre 2019.

AUTRES RENSEIGNEMENTS

DÉFINITIONS

b/j	baril par jour
gpc	milliard de pieds cubes
GJ	gigajoule
GWh	gigawattheure
mpc	millier de pieds cubes
mmpc/j	million de pieds cubes par jour
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure
\$ US	dollar américain

À PROPOS D'ALTAGAS

AltaGas est une société d'infrastructure énergétique exerçant ses activités principalement dans les secteurs Services publics et Intermédiaire. La Société crée de la valeur grâce à l'acquisition, à l'expansion et à l'optimisation de l'infrastructure énergétique, tout en mettant l'accent sur les sources d'énergie propre. Pour en savoir davantage, visitez www.altagas.ca.

Pour obtenir plus de renseignements, veuillez communiquer avec :

Investisseurs

1-877-691-7199