

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion daté du 26 octobre 2022 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 30 septembre 2022 et pour les trois mois et les neuf mois clos à cette date. Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités et les notes y afférentes d'AltaGas au 30 septembre 2022 et pour les trois mois et les neuf mois clos à cette date et les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion au 31 décembre 2021 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 2021 et pour l'exercice clos à cette date ou dans la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

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», «continuer à», «se proposer de», «envisager», «continuer», «estimer», «se concentrer», «s'efforcer», «prévoir», «s'attendre à», «projeter», «cibler», les termes «potentiel», «objectif», «perspective», «possibilité» et autres expressions semblables employés 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 conviction d'AltaGas à l'égard du rôle et de l'importance des exportations de ressources à l'échelle mondiale; un BAIIA normalisé consolidé annuel attendu d'environ 1,50 à 1,55 milliard de dollars et un bénéfice par action normalisé attendu d'environ 1,80 \$ à 1,95 \$ pour 2022; l'attente que le secteur Services publics contribuera à hauteur de 60 % au BAIIA normalisé en 2022, l'attente que le secteur Intermédiaire contribuera à hauteur de 40 % au BAIIA normalisé en 2022; les taux de croissance et les facteurs de croissance prévus dans les secteurs Services publics et Intermédiaire; l'attente qu'AltaGas continuera d'être touchée par des éventualités relativement aux acquisitions; l'attente que le BAIIA normalisé du secteur Siège social/autres sera plus élevé en 2022 qu'en 2021; l'attente que la croissance pourra contrebalancer la perte de BAIIA découlant de l'incidence pour l'exercice complet des ventes d'actifs réalisées en 2021 et de l'incidence des ventes d'actifs prévues en 2022; le calendrier prévu des ventes d'actifs, y compris la vente des services publics qu'AltaGas détient en Alaska; les économies prévues d'environ 39 millions de dollars au cours de la période initiale de cinq ans des billets subordonnés à taux fixe-fixe à 7,35 % de série 2 en raison d'une baisse des impôts et des charges de financement; le pourcentage des volumes exposés aux différentiels de fractionnement d'AltaGas de 2022 qui sont couverts; l'attente à l'égard d'un programme de couverture dynamique en 2022; l'attente selon laquelle une part grandissante de la capacité annuelle des installations d'exportation d'AltaGas sera visée par des ententes tarifaires pour les prochaines années; l'incidence attendue des fluctuations des prix des produits de base, des taux de change et des conditions météorologiques sur le BAIIA normalisé annuel; des

dépenses d'investissement nettes prévues de 995 millions de dollars en 2022; la répartition prévue entre les secteurs des dépenses d'investissement en 2022 et sur quoi l'accent sera mis; l'attente selon laquelle les dépenses d'investissement de croissance seront financées au moyen des flux de trésorerie générés en interne et des emprunts sur les facilités de crédit actuellement consenties dans le cours normal des affaires; les coûts prévus et les dates d'achèvement et de mise en service prévues des projets d'investissement de croissance; le calendrier prévu de la présentation des demandes auprès des organismes de réglementation des services publics, des audiences et des décisions relatives aux demandes tarifaires; les dépenses attendues et l'objectif d'économie d'énergie de la première année dans le cadre du plan de réduction du gaspillage d'énergie de SEMCO; les répercussions prévues des restrictions imposées à Washington Gas en matière de versement de dividende sur la capacité d'AltaGas de respecter ses obligations; les objectifs à long terme d'AltaGas en matière de gestion du capital; les risques et incidences potentiels de la pandémie de COVID-19 et l'incertitude politique actuelle; le versement de dividendes; les modifications futures aux méthodes comptables et l'adoption de nouvelles normes comptables; et le règlement prévu dans le cadre de la liquidation du régime de retraite canadien à prestations définies 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 réalisations 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 : le calendrier prévu de la clôture des ventes d'actifs; les taux d'imposition effectifs et l'incidence et la durée prévue de la pandémie de COVID-19; les initiatives de financement; la variation degrés-jours par rapport à la normale; le taux d'actualisation appliqué aux régimes de retraite; le rendement des entreprises propres à chaque secteur; l'incidence du programme de couverture; l'offre, la demande et les prix des produits de base prévus; les volumes et les taux; les taux de change; l'inflation; les taux d'intérêt; les notes de crédit; les approbations et les politiques des organismes de réglementation; les coûts d'exploitation et en capital futurs; la capacité prévue; les conditions météorologiques; les différentiels de fractionnement; l'accès aux capitaux; les interruptions de service planifiées et non planifiées; le calendrier de la date de mise en service des nouveaux projets ainsi que des acquisitions et désinvestissements; les charges d'exploitation; le rendement des placements; et les dividendes.

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'exploitation; les risques liés à l'approvisionnement en gaz naturel; les volumes de production; l'infrastructure; les interruptions de service; les systèmes de cybersécurité, d'information et de contrôle; les risques liés aux changements climatiques, y compris la tarification du carbone; les risques liés à la réglementation; les litiges; les modifications aux lois; l'incertitude politique et le désordre public; les coûts de mise hors service, d'abandon et de remise en état; le risque pour la réputation; les données météorologiques; les droits des peuples autochtones et les droits issus de traités; les risques liés aux marchés financiers et à la liquidité; la conjoncture économique; le risque de crédit interne; le risque de change; l'intégration de Petrogas; le risque lié au financement, au refinancement et au service de la dette; les taux d'intérêt; le risque de contrepartie et de fournisseur; 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; les pertes insuffisamment ou non assurées; 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; la valeur marchande des actions ordinaires et d'autres titres; la variabilité des dividendes; la vente possible d'actions additionnelles; les relations de travail; le personnel clé; les coûts et limites de la gestion du risque; les engagements associés à l'approbation réglementaire de l'acquisition de WGL; le coût des régimes de retraite; l'incapacité des fournisseurs de services; 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 2021 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 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. AltaGas compte trois secteurs d'activité, soit les secteurs Services publics, Intermédiaire et Siège social/autres.

Secteur Services publics

Le secteur Services publics d'AltaGas possède et exploite des concessionnaires de services publics de distribution et de stockage de gaz naturel à tarifs réglementés conformément au modèle axé sur le coût du service, qui s'efforcent de fournir une énergie sécuritaire, fiable et abordable à environ 1,7 million de clients des secteurs résidentiel et commercial.

Il exploite notamment quatre services publics, dont deux sont en cours de vente, exerçant leurs activités dans cinq grands États américains avec une base tarifaire d'environ 5,0 milliards de dollars américains. Cela comprend notamment :

- Washington Gas, le principal service public en exploitation de la Société, qui compte environ 1,2 million de clients au Maryland, en Virginie et dans le District de Columbia;
- SEMCO Energy, qui fournit des services énergétiques essentiels à environ 321 000 clients dans le sud du Michigan et la partie supérieure de la péninsule du Michigan;
- ENSTAR, qui est en cours de vente, est le principal service public de gaz naturel en Alaska et fournit de l'énergie à environ 151 000 clients dans la région du Grand Anchorage et la région environnante de Cook Inlet;
- Cook Inlet Natural Gas Storage Alaska (CINGSA), qui est en cours de vente, est un service public de stockage à tarifs réglementés qui offre un approvisionnement en gaz naturel fiable.

Le secteur Services publics comprend également d'autres installations de stockage et des contrats visant les services de transport et de stockage de gaz naturel entre États, ainsi que WGL Energy Services, une société affiliée de commercialisation au détail de l'énergie qui vend du gaz naturel et de l'électricité directement aux clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel au Maryland, en Virginie, au Delaware, en Pennsylvanie, en Ohio et dans le District de Columbia.

Secteur Intermédiaire

Le secteur Intermédiaire d'AltaGas est une plateforme nord-américaine de premier plan qui relie les clients et les marchés. Depuis la tête de puits jusqu'aux côtes et au-delà, la Société s'efforce de fournir un service sécuritaire et fiable à ses clients et une connectivité qui les aident à générer les meilleurs résultats pour leurs activités. Il s'agit notamment d'assurer l'accès du gaz de pétrole liquéfié (GPL) de l'Amérique du Nord au marché mondial, ce qui permet aux producteurs et aux agrégateurs nord-américains de tirer des revenus attrayants du propane et du butane, tout en diversifiant les sources d'approvisionnement et en renforçant la sécurité énergétique en Asie.

Par les activités de son secteur Intermédiaire, AltaGas estime jouer au sein de l'écosystème énergétique général un rôle vital qui permet à l'économie mondiale de poursuivre sa croissance et qui fournit des ressources essentielles à la société, le tout d'une manière sécuritaire, fiable et abordable.

La plateforme du secteur Intermédiaire d'AltaGas est axée principalement sur la zone de ressources Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique et centrée sur les exportations mondiales qui, de l'avis de la Société, représentent l'avenir du marché pour la mise en valeur des ressources naturelles à long terme. AltaGas exploite également un vaste ensemble d'actifs d'infrastructure intermédiaires dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) et certaines régions des États-Unis, lesquels visent tous à relier les clients et les marchés de la manière la plus efficace possible.

La plateforme du secteur Intermédiaire d'AltaGas repose sur trois piliers principaux qui sont interdépendants et qui facilite le fonctionnement de la chaîne de valeur de la Société, de la tête de puits jusqu'aux côtes et au-delà. Ces piliers comprennent :

- des installations d'exportations mondiales, qui comprennent les deux terminaux d'exportation de GPL d'AltaGas grâce auxquels la Société peut exporter jusqu'à 150 000 b/j de propane et de butane vers des marchés clés de l'Asie;
- des installations de collecte et d'extraction de gaz naturel, qui comprennent une capacité d'extraction et de traitement de 1,2 gpc/j et une capacité de traitement sur place de gaz brut d'environ 1,2 gpc/j, laquelle est axée principalement sur la zone de ressources Montney;
- une plateforme de fractionnement et de traitement des liquides, qui comprend une capacité de fractionnement de 65 kb/j et d'importantes activités de traitement des liquides menées sous les raisons sociales AltaGas et PetroGas.

Le secteur Intermédiaire regroupe également des activités de commercialisation de gaz naturel et de LGN, des services de logistique à l'échelle nationale, des installations de camionnage et des terminaux ferroviaires, de même qu'une capacité de stockage souterrain d'environ 3,2 millions de barils de liquides au sein d'un réseau de cavernes de sel par l'intermédiaire de la coentreprise de stockage Strathcona, formée par la Société avec ATCO Energy Solutions Ltd., et de la participation de 10 % d'AltaGas dans le gazoduc Mountain Valley (MVP).

Siège social/autres

Le secteur Siège social/autres d'AltaGas comprend les activités du siège social de la Société et un petit portefeuille de centrales alimentées aux gaz et d'installations de distribution capables de générer une puissance de 508 MW principalement dans l'État de la Californie.

Filiales

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) 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); et 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, AltaGas Pacific Partnership, AltaGas LPG Limited Partnership,

Petrogas Energy Corporation (Petrogas), Petrogas Holdings Partnership et Petrogas, Inc. Pour ce qui est du secteur Siège social/autres, les filiales comprennent 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). ENSTAR et CINGSA (les services publics en Alaska) sont actuellement en vente.

Faits saillants du troisième trimestre

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

- Le 5 juillet 2022, AltaGas a clôturé l'acquisition de la tranche restante de la participation de 25,97 % dans Petrogas auprès d'Idemitsu Canada Corporation, une filiale en propriété exclusive d'Idemitsu Kosan Co., Ltd. (Idemitsu) pour une contrepartie en trésorerie totale d'environ 285 millions de dollars. La participation d'AltaGas dans Petrogas est maintenant de 100 %.
- Le 17 août 2022, AltaGas a clôturé son placement de billets subordonnés à taux fixe-fixe à 7,35 % de série 2 échéant le 17 août 2082 d'un montant en capital de 250 millions de dollars. Les billets subordonnés ont été offerts aux termes du prospectus simplifié préalable de base daté du 22 février 2021 d'AltaGas, avec le complément du supplément de prospectus daté du 4 août 2022. Le 30 septembre 2022, AltaGas a affecté le produit de cette émission au rachat de la totalité de ses actions privilégiées de série C émises et en circulation, pour un prix de 25 dollars américains par action de série C, majoré de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date de rachat, exclusivement. AltaGas prévoit économiser 39 millions de dollars environ au cours de la période initiale de cinq ans des billets de série 2 en raison d'une baisse des impôts et des charges de financement.
- Le BAIIA normalisé s'est établi à 233 millions de dollars, par rapport à 239 millions de dollars¹ au troisième trimestre de 2021.
 - Le BAIIA normalisé du secteur Services publics a été de 115 millions de dollars, contre 62 millions de dollars au troisième trimestre de 2021.
 - Le BAIIA normalisé du secteur Intermédiaire a été de 108 millions de dollars, contre 181 millions¹ au troisième trimestre de 2021.
- Le bénéfice avant impôts sur les bénéfices s'est fixé à 48 millions de dollars, comparativement à 89 millions de dollars au troisième trimestre de 2021.
- Des flux de trésorerie de 384 millions de dollars (1,37 \$ par action) ont été affectés aux activités d'exploitation, comparativement à des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation de 209 millions de dollars (0,75 \$ par action) pour le troisième trimestre de 2021.
- Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées se sont établies à 170 millions de dollars (0,60 \$ par action), en regard de 165 millions de dollars¹ (0,59 \$ par action) au troisième trimestre de 2021.
- La perte nette attribuable aux actions ordinaires a été de 48 millions de dollars (0,17 \$ par action) comparativement à un bénéfice net de 25 millions de dollars (0,09 \$ par action) pour le troisième trimestre de 2021.
- Le bénéfice net normalisé s'est établi à 27 millions de dollars (0,10 \$ par action), contre 1 million de dollars¹ (0,01 \$ par action) au troisième trimestre de 2021.
- La dette nette, y compris les billets hybrides subordonnés, était de 9,2 milliards de dollars au 30 septembre 2022 contre 8,3 milliards de dollars au 31 décembre 2021.
- La dette à long terme, y compris les billets hybrides subordonnés, totalisait 9,0 milliards de dollars au 30 septembre 2022, contre 8,2 milliards de dollars au 31 décembre 2021.

¹ Les données des périodes précédentes ont été retraitées pour refléter un changement au troisième trimestre de 2022 dans la composition des mesures normalisées d'AltaGas. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion.

Revue financière consolidée

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
<i>(en millions de dollars, sauf le taux d'imposition effectif)</i>	2022	2021	2022	2021
Produits	3 056	2 339	10 190	7 433
BAlIA normalisé ^{1, 2}	233	239	1 083	1 137
Bénéfice net avant impôts sur les bénéfices	48	89	638	608
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	(48)	25	345	386
Bénéfice net normalisé ^{1, 2}	27	1	352	381
Total de l'actif	23 504	21 303	23 504	21 303
Total du passif à long terme	11 991	11 302	11 991	11 302
Capital investi ^{1, 3}	532	205	907	545
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	(534)	(263)	(661)	(242)
Dividendes déclarés ⁴	74	70	223	211
Flux de trésorerie d'exploitation	(384)	209	827	895
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées ^{1, 2}	170	165	832	899
Taux d'imposition effectif normalisé (%) ^{1, 2}	12,5	29,3	19,7	21,7
Taux d'imposition effectif (%)	14,3	33,2	20,5	22,1

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
<i>(en dollars par action, sauf les actions en circulation)</i>	2022	2021	2022	2021
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	(0,17)	0,09	1,23	1,38
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – dilué	(0,17)	0,09	1,22	1,37
Bénéfice net normalisé – de base ^{1, 2}	0,10	0,01	1,25	1,36
Bénéfice net normalisé – dilué ^{1, 2}	0,10	0,01	1,24	1,35
Dividendes déclarés ⁴	0,27	0,25	0,80	0,75
Flux de trésorerie d'exploitation	(1,37)	0,75	2,94	3,20
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées ^{1, 2}	0,60	0,59	2,96	3,21
Actions en circulation – de base (en millions)				
Au cours de la période ⁵	281	280	281	280
À la fin de la période	282	280	282	280

- 1) Mesure non conforme aux PCGR ou ratio financier non conforme aux PCGR; se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion.
- 2) Au troisième trimestre de 2022, la direction a modifié la directive relative aux mesures non conformes aux PCGR d'AltaGas afin d'éliminer les ajustements de normalisation liés aux éventualités acquises. Les données des périodes précédentes ont été retraitées pour refléter ce changement. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion pour en savoir davantage.
- 3) Au cours des périodes précédentes, le capital investi ne comprenait aucun rajustement pour tenir compte des coûts liés au retrait d'actifs du secteur Services publics; cependant, au quatrième trimestre de 2021, la direction a commencé à rajuster ces coûts pour qu'ils soient mieux alignés sur les données relatives aux activités d'investissement des états des flux de trésorerie consolidés. Les données des périodes de comparaison ont été retraitées pour refléter ce changement.
- 4) Depuis le 31 mars 2022, les dividendes sur actions ordinaires sont déclarés et versés sur une base trimestrielle. Le dividende déclaré chaque trimestre sera de 0,265 \$ par action à compter de mars 2022, soit une augmentation de 6 % sur une base annuelle par rapport au dividende mensuel déclaré antérieurement depuis décembre 2020 de 0,0833 \$ par action.
- 5) Moyenne pondérée.

Trois mois clos les 30 septembre

Le BAIIA normalisé pour le troisième trimestre de 2022 s'est établi à 233 millions de dollars, par rapport à 239 millions de dollars au trimestre correspondant de 2021. Les facteurs qui ont influé positivement sur le BAIIA normalisé comprennent l'intensification des activités d'optimisation des actifs à Washington Gas, l'augmentation des bénéfices des installations de traitement et d'extraction attribuable à la hausse des différentiels de fractionnement et au recouvrement auprès des clients des coûts engagés dans le cadre de l'entretien, la hausse des produits attribuable aux programmes de remplacement accéléré des conduites, la hausse des marges sur le gaz de l'entreprise de commercialisation au détail de WGL, et la baisse des charges liées aux régimes incitatifs des employés par suite de la diminution du cours de l'action au troisième trimestre de 2022. Les facteurs qui ont eu une incidence défavorable sur le BAIIA normalisé d'AltaGas au troisième trimestre de 2022 comprennent la baisse des bénéfices tirés des installations d'extraction, la vigueur des volumes et les gains de couverture ayant été largement contrebalancés par les écarts entre l'Asie et le Canada sur le butane et par les coûts élevés de transport ferroviaire et de logistique des marchandises, la diminution des marges et des volumes des activités de commercialisation du LGN, les marges des activités de commercialisation du pétrole brut moins élevées, l'absence d'un montant au comptant non récurrent à la résiliation d'un contrat de sous-location de wagons au troisième trimestre de 2021, l'incidence de la vente de la participation d'AltaGas dans les installations de traitement Aitken Creek au deuxième trimestre de 2022, la baisse des marges sur l'électricité des activités de commercialisation au détail de WGL et l'augmentation des charges d'exploitation et d'administration de certains services publics. Pour les trois mois clos le 30 septembre 2022, le taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain a augmenté pour se fixer à 1,31, contre 1,26 en moyenne pour le trimestre correspondant de 2021, ce qui a donné lieu à une hausse du BAIIA normalisé d'environ 5 millions de dollars.

Le bénéfice avant impôts sur les bénéfices pour le troisième trimestre de 2022 s'est établi à 48 millions de dollars, contre 89 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2021. La diminution s'explique surtout par les gains latents moins élevés sur des contrats de gestion du risque, les intérêts débiteurs plus importants, les facteurs mentionnés précédemment qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé et la hausse des pertes avant impôts à la cession d'actifs, le tout en partie contrebalancé par la hausse des profits de change et la charge d'amortissement moins élevée. La perte nette attribuable aux actions ordinaires pour le troisième trimestre de 2022 a été de 48 millions de dollars (0,17 \$ par action), comparativement à un bénéfice net de 25 millions de dollars (0,09 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2021. La baisse s'explique surtout par la perte au rachat d'actions privilégiées, série C, libellées en dollars américains le 30 septembre 2022, ce qui était principalement composé d'une perte de change de 69 millions de dollars, et les facteurs susmentionnés qui ont eu une incidence sur le bénéfice avant impôts sur les bénéfices, le tout en partie contrebalancé par la baisse des impôts sur les bénéfices et la baisse du bénéfice net attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle compte tenu de l'acquisition de la participation résiduelle de 25,97 % dans Petrogas le 5 juillet 2022.

Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées pour le troisième trimestre de 2022 se sont établies à 170 millions de dollars (0,60 \$ par action), en regard de 165 millions de dollars (0,59 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2021. La hausse est surtout attribuable à la baisse de la charge d'impôts exigible, contrebalancée en partie par les facteurs susmentionnés pour le BAIIA normalisé et une hausse des intérêts débiteurs.

Des flux de trésorerie de 384 millions de dollars (1,37 \$ par action) ont été affectés aux activités d'exploitation pour le troisième trimestre de 2022, comparativement à des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation de 209 millions de dollars (0,75 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2021. La diminution découle principalement d'un écart défavorable de la

variation nette des actifs et passifs d'exploitation, du fait surtout des fluctuations des prix des produits de base et des volumes de ventes, contrebalancés en partie par l'augmentation du bénéfice net après impôts après ajustement pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie. Se reporter à la rubrique «Liquidités» du présent rapport de gestion pour plus d'information sur la variation des flux de trésorerie d'exploitation.

Au troisième trimestre de 2022, AltaGas a comptabilisé une perte avant impôts à la cession d'actifs d'environ 3 millions de dollars, en raison essentiellement de charges engagées sur les ventes d'actifs conclues dans des périodes antérieures. Au troisième trimestre de 2021, AltaGas avait comptabilisé un gain avant impôts à la cession d'actifs de 3 millions de dollars, principalement en raison du produit en trésorerie reçu d'un compte d'entiercement lié à la cession de son placement dans Meade Pipeline Co. LLC (Meade) en 2019, qui détenait la participation indirecte hors exploitation de WGL Midstream dans le gazoduc Central Penn (Central Penn). En outre, au troisième trimestre de 2021, AltaGas avait clôturé la vente de certains actifs de distribution de propane de Petrogas pour un produit de moins de 1 million de dollars, ce qui avait entraîné un gain à la cession avant impôts de moins de 1 million de dollars.

Les charges d'exploitation et d'administration pour le troisième trimestre de 2022 ont atteint 387 millions de dollars, contre 360 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2021. L'augmentation est essentiellement attribuable à la hausse des charges liées aux activités de commercialisation du pétrole brut et de LGN, au coût plus élevé de l'électricité et du gaz aux installations d'extraction, aux coûts élevés de transport ferroviaire et de logistique des marchandises aux installations d'exportation et à l'augmentation des charges des services publics, contrebalancés en partie par la baisse des charges liées aux régimes incitatifs des employés par suite de la diminution du cours de l'action au troisième trimestre de 2022. La charge d'amortissement s'est élevée à 106 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2022, contre 111 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2021. Les facteurs qui ont influé sur la charge d'amortissement au troisième trimestre de 2022 comprenaient l'incidence de la vente en cours des services publics en Alaska, en partie contrebalancée par l'incidence de la mise en service de nouveaux actifs. Les intérêts débiteurs pour le troisième trimestre de 2022 se sont élevés à 85 millions de dollars, contre 69 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2021. L'augmentation des intérêts débiteurs comprenait 7 millions de dollars liés aux billets hybrides subordonnés, à l'augmentation des taux d'intérêt moyens et à la hausse du taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain.

AltaGas a comptabilisé une charge d'impôts de 7 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2022, comparativement à une charge d'impôts de 30 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2021. La diminution s'explique surtout par la baisse du bénéfice avant impôts sur les bénéfices par rapport au trimestre correspondant de 2021. Le recouvrement d'impôts exigible de 13 millions de dollars comptabilisé au troisième trimestre de 2022 se comparait à la charge d'impôts exigible de 13 millions de dollars comptabilisée au trimestre correspondant de 2021. La diminution de la charge d'impôts exigible est surtout attribuable à la baisse du bénéfice avant impôts sur les bénéfices par rapport au trimestre correspondant de 2021.

Le bénéfice net normalisé s'est élevé à 27 millions de dollars (0,10 \$ par action) pour le troisième trimestre de 2022, comparativement à 1 million de dollars (0,01 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2021. L'augmentation est principalement attribuable à la baisse du bénéfice net attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle, à la baisse de la charge d'impôts sur les bénéfices normalisée et à la baisse de la charge d'amortissement, le tout contrebalancé en partie par la hausse des intérêts débiteurs et les facteurs mentionnés précédemment qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé. Au troisième trimestre de 2022, le bénéfice net a été normalisé (diminution de 75 millions de dollars) pour tenir compte des montants après impôts suivants : les coûts de transaction, les pertes à la vente d'actifs, la perte au rachat des actions privilégiées, y compris l'incidence de change, la reprise de la provision pour placements comptabilisés à la valeur de consolidation et les gains

latents sur des contrats de gestion du risque. Au troisième trimestre de 2021, le bénéfice net avait été normalisé (diminution de 24 millions de dollars) pour tenir compte des montants après impôts suivants : les coûts de transaction, les gains à la vente d'actifs, la part attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle des ajustements non conformes aux PCGR et les gains latents sur des contrats de gestion du risque. 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.

Neuf mois clos les 30 septembre

Le BAIIA normalisé pour les neuf premiers mois de 2022 s'est établi à 1 083 millions de dollars, par rapport à 1 137 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. Les facteurs qui ont influé positivement sur le BAIIA normalisé comprennent l'intensification des activités d'optimisation des actifs à Washington Gas, la hausse des marges sur le gaz de l'entreprise de commercialisation au détail de WGL, l'augmentation des bénéfices des installations de traitement et d'extraction attribuable à la hausse des différentiels de fractionnement et au recouvrement auprès des clients des coûts engagés dans le cadre d'entretien, l'incidence des révisions de tarifs de Washington Gas pour le Maryland et le District de Columbia en 2020, la hausse des produits attribuable aux programmes de remplacement accéléré des conduites, les ajustements favorables de certains montants comptabilisés au titre des éventualités liées à l'acquisition de Petrogas et la baisse des charges liées aux régimes incitatifs des employés puisque le cours de l'action n'a pas augmenté au cours des neuf premiers mois de 2021. Les facteurs qui ont eu une incidence défavorable sur le BAIIA normalisé d'AltaGas comprennent l'incidence de la vente des activités liées au transport et au stockage aux États-Unis en avril 2021, la baisse des bénéfices tirés des installations d'extraction, la vigueur des volumes ayant été largement contrebalancés par les écarts entre l'Asie et le Canada sur le butane et par les coûts élevés de transport ferroviaire et de logistique des marchandises, la diminution des marges des activités de commercialisation du LGN en raison de la vente à prime des volumes de LGN stockés sur le marché en 2021, les marges des activités de commercialisation du pétrole brut moins élevées, l'augmentation des charges d'exploitation et d'administration des services publics, l'absence d'un montant au comptant non récurrent à la résiliation d'un contrat de sous-location de wagons au troisième trimestre de 2021 et la baisse des marges sur l'électricité des activités de commercialisation au détail de WGL. Pour les neuf premiers mois de 2022, le taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain a augmenté pour se fixer à 1,28, contre 1,25 en moyenne pour la période correspondante de 2021, ce qui a donné lieu à une hausse du BAIIA normalisé d'environ 10 millions de dollars.

Le bénéfice avant impôts sur les bénéfices pour les neuf premiers mois de 2022 s'est établi à 638 millions de dollars, contre 608 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. L'augmentation est surtout attribuable à l'absence de provision avant impôts liée à la vente des activités liées au transport et au stockage aux États-Unis au premier trimestre de 2021, aux gains latents plus élevés sur des contrats de gestion du risque et à la hausse des profits de change, le tout contrebalancé en partie par les facteurs mentionnés précédemment qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé, les intérêts débiteurs plus importants et la charge d'amortissement plus élevée. Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires pour les neuf premiers mois de 2022 s'est établi à 345 millions de dollars (1,23 \$ par action) comparativement à 386 millions de dollars (1,38 \$ par action) pour la période correspondante de 2021. La baisse s'explique surtout par la perte mentionnée précédemment au rachat d'actions privilégiées, série C, libellées en dollars américains, au troisième trimestre de 2022 et la perte au rachat d'actions privilégiées, série K, au premier trimestre de 2022, en partie contrebalancées par les facteurs susmentionnés qui ont eu une incidence sur le bénéfice avant impôts sur les bénéfices et les dividendes moins élevés versés sur les actions privilégiées en raison du rachat des actions privilégiées, série K, le 31 mars 2022.

Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées pour les neuf premiers mois de 2022 se sont chiffrées à 832 millions de dollars (2,96 \$ par action), comparativement à 899 millions de dollars (3,21 \$ par action) pour la période correspondante de 2021. La diminution est surtout attribuable aux facteurs mentionnés pour le BAIIA normalisé et à la hausse des intérêts débiteurs, contrebalancés en partie par la baisse de la charge d'impôts exigible.

Les flux de trésorerie d'exploitation pour les neuf premiers mois de 2022 se sont chiffrés à 827 millions de dollars (2,94 \$ par action), comparativement à 895 millions de dollars (3,20 \$ par action) pour la période correspondante de 2021. La diminution découle principalement d'un écart défavorable de la variation nette des actifs et passifs d'exploitation, du fait surtout des fluctuations des prix des produits de base et des volumes de ventes, ainsi que par la diminution du bénéfice net après impôts après ajustement pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie. Se reporter à la rubrique «Liquidités» du présent rapport de gestion pour plus d'information sur la variation des flux de trésorerie d'exploitation.

Pour les neuf premiers mois de 2022, AltaGas a comptabilisé des gains avant impôts à la cession d'actifs totalisant environ 3 millions de dollars, dont les charges susmentionnées engagées sur les ventes d'actifs conclues dans des périodes antérieures, un gain avant impôts de 1 million de dollars à la vente de la participation d'AltaGas dans les installations de traitement Aitken Creek au deuxième trimestre de 2022, une perte avant impôts de 2 millions de dollars à la vente d'une centrale à Brush, au Colorado, au deuxième trimestre de 2022 et un gain avant impôts de 7 millions de dollars à la vente d'un projet de stockage d'énergie à Goleta, en Californie, au premier trimestre de 2022. Au cours des neuf premiers mois de 2021, AltaGas avait comptabilisé des gains avant impôts à la cession d'actifs totalisant environ 7 millions de dollars. Il s'agissait d'une perte avant impôts de 1 million de dollars liée au dernier projet de production décentralisée aux États-Unis vendu en 2019, mais qui a été transféré à l'acheteur au cours du deuxième trimestre de 2021, d'un gain avant impôts de 3 millions de dollars à la vente des activités liées au transport et au stockage aux États-Unis, d'un gain avant impôts de 1 million de dollars lié à la vente d'autres actifs mineurs du secteur Intermédiaire, ainsi que des gains susmentionnés comptabilisés au troisième trimestre de 2021. De plus, pour les neuf premiers mois de 2021, AltaGas avait comptabilisé des provisions avant impôts d'environ 57 millions de dollars (46 millions de dollars après impôts) liées principalement à la vente des activités liées au transport et au stockage aux États-Unis.

Les charges d'exploitation et d'administration pour les neuf premiers mois de 2022 ont atteint 1 174 millions de dollars, comparativement à 1 073 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. L'augmentation est essentiellement attribuable à l'augmentation des charges des services publics, à la hausse des charges liées aux activités de commercialisation du pétrole brut et de LGN, au coût plus élevé de l'électricité et du gaz aux installations d'extraction et les coûts élevés du transport ferroviaire et de la logistique des marchandises aux installations d'exportation, contrebalancés en partie par la baisse des charges liées aux régimes incitatifs des employés puisque le cours de l'action n'a pas augmenté au cours des neuf premiers mois de 2021. La charge d'amortissement s'est élevée à 327 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2022, comparativement à 318 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. L'augmentation s'explique principalement par l'absence d'ajustements du montant de l'amortissement au premier trimestre de 2021 liés à la répartition du prix d'acquisition de Petrogas et à WGL Midstream, et par l'incidence de la mise en service des nouveaux actifs, contrebalancés en partie par l'incidence de la vente en cours des services publics en Alaska et l'incidence de la vente d'Aitken Creek. Les intérêts débiteurs se sont établis à 231 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2022, comparativement à 208 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. L'augmentation s'explique surtout par les intérêts de 14 millions de dollars sur les billets hybrides subordonnés, l'augmentation des taux d'intérêt moyens, l'augmentation du solde d'endettement moyen et la hausse du taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain.

AltaGas a comptabilisé une charge d'impôts de 131 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2022, comparativement à 134 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. La diminution de la charge d'impôts est essentiellement attribuable à la comptabilisation de crédits d'impôts pour la recherche et le développement, en partie contrebalancée par la hausse du bénéfice avant impôts sur les bénéfices pour les neuf premiers mois de 2022. La charge d'impôts exigible d'environ 30 millions de dollars comptabilisée pour les neuf premiers mois de 2022 comprenait un recouvrement d'impôts de 1 million de dollars sur les ventes d'actifs, comparativement à une charge d'impôts exigible de 70 millions de dollars comptabilisée pour la période correspondante de 2021, qui comprenait une charge d'impôts de 18 millions de dollars sur la vente d'actifs.

Le bénéfice net normalisé pour les neuf premiers mois de 2022 s'est établi à 352 millions de dollars (1,25 \$ par action), en regard de 381 millions de dollars (1,36 \$ par action) pour la période correspondante de 2021. La diminution est principalement attribuable aux facteurs susmentionnés pour le BAIIA normalisé, à la hausse de la charge d'amortissement et à la hausse des intérêts débiteurs, le tout contrebalancé en partie par la baisse de la charge d'impôts sur les bénéfices normalisée. Pour les neuf premiers mois de 2022, le bénéfice net a été normalisé (augmentation de 7 millions de dollars) pour tenir compte des montants après impôts suivants : les gains latents sur des contrats de gestion du risque, les coûts de transaction, la tranche attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle des ajustements non conformes aux PCGR, la perte au rachat des actions privilégiées, y compris l'incidence de change, la reprise de la provision pour placements comptabilisés à la valeur de consolidation et les gains à la vente d'actifs. Pour les neuf premiers mois de 2021, le bénéfice net avait été normalisé (diminution de 5 millions de dollars) pour tenir compte des montants après impôts suivants : les gains à la vente d'actifs, les coûts de transactions relatifs aux acquisitions et aux cessions, les coûts de restructuration, les provisions pour actifs, la part attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle des ajustements non conformes aux PCGR et les gains latents sur les contrats de gestion du risque. 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.

Perspectives de 2022

En 2022, AltaGas s'attend à dégager un BAIIA normalisé consolidé annuel d'environ 1,50 à 1,55 milliard de dollars, comparativement à un BAIIA normalisé réel de 1,49 milliard de dollars en 2021, et un bénéfice par action normalisé d'environ 1,80 \$ à 1,95 \$, comparativement à un bénéfice par action normalisé réel et un bénéfice net par action respectivement de 1,78 \$ et 0,82 \$ en 2021, en supposant un taux d'imposition effectif d'environ 21 %. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, le bénéfice avant impôts sur les bénéfices et le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires s'étaient chiffrés respectivement à 446 millions de dollars et 230 millions de dollars.

Le secteur Services publics devrait contribuer à hauteur d'environ 60 % du BAIIA normalisé, sa croissance étant principalement alimentée par la croissance des produits découlant de demandes tarifaires réglées en 2021, l'augmentation des dépenses dans le cadre des programmes d'investissement accéléré, les activités d'optimisation de coûts et de produits de base actuels, l'amélioration des marges des activités de détail jumelée à une croissance modeste de la clientèle et la fin des moratoires liés à la COVID-19 en 2022. Le bénéfice du secteur Intermédiaire devrait représenter environ 40 % du BAIIA normalisé et découler largement des contrats d'achat ferme, des contrats en fonction du coût du service et des contrats conclus à un prix forfaitaire à l'échelle des installations du secteur Intermédiaire, et par des ententes tarifaires et des contrats de service fermes avec des commerçants aux installations d'exportation de GPL, dont les risques sont partiellement réduits par la couverture des marges de LGN et des marges exposées aux différentiels de fractionnement. Le BAIIA normalisé du secteur Intermédiaire devrait bénéficier des efforts visant à atténuer et réduire les éventualités acquises dans le cadre de l'acquisition de Petrogas. Le BAIIA

normalisé du secteur Siège social/autres, qui comprend les actifs d'électricité restants d'AltaGas, devrait augmenter en 2022 par rapport à 2021 essentiellement en raison de la baisse prévue des charges liées aux régimes incitatifs des employés. Globalement, la croissance devrait contrebalancer la perte de BAIIA normalisé attribuable à l'incidence pour un exercice complet des ventes d'actifs réalisées en 2021 et l'incidence des ventes d'actifs en 2022.

Les prévisions de BAIIA normalisé et de bénéfice par action normalisé tiennent compte d'hypothèses mises à jour sur le taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. 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.

À RIPET et à Ferndale, les marges sur le prix des LGN sont en grande partie protégées par les programmes de couverture d'AltaGas. AltaGas est bien couverte pour le reste de 2022 alors qu'environ 74 % de ses volumes exposés aux différentiels de fractionnement prévus pour le reste de 2022 sont couverts à hauteur d'environ 38 \$/b, compte non tenu des frais de transport. En outre, environ 57 % des volumes d'exportation prévus d'AltaGas pour le reste de 2022 sont tarifés ou couverts financièrement à un prix de couverture moyen de l'écart entre le Far East Index (FEI) et l'indice nord-américain d'environ 12 \$ US/b pour les volumes de propane non tarifés. 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.

Programme de couverture – secteur Intermédiaire	Reste de 2022
Volumes des exportations mondiales couverts (%) ¹	57
Écart moyen du prix entre le FEI et l'indice nord-américain pour les volumes de propane/butane couverts (\$ US/b) ²	11,91
Volumes de fractionnement couverts (%) ³	74
Prix de couverture des différentiels de fractionnement (\$ CA/b) ³	37,85

- 1) Volumes approximatifs prévus couverts. Comprend les volumes visés par des ententes tarifaires et les couvertures financières. Selon une hypothèse d'exportations moyennes de 98 kb/j pour le quatrième trimestre de 2022 et une moyenne sur l'exercice 2022 d'un peu plus de 100 kb/j.
- 2) Moyenne approximative de la période. Compte non tenu des écarts de prix sur la livraison physique des volumes de C3 au terminal FSK. Le butane est couvert en pourcentage de West Texas Intermediate.
- 3) Moyenne approximative de la période.

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 2022 :

Facteur	Augmentation ou diminution	Incidence approximative sur le BAIIA normalisé annuel (en millions de dollars)
Variation degrés-jours par rapport à la normale – Services publics ¹	5 %	9
Variation du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain	0,05	45
Écart de prix du propane et du butane entre le FEI et l'indice Mont Belvieu ²	1 \$ US/Bbl	5
Taux d'actualisation appliqué aux régimes de retraite	1 %	26

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 normalisé 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 d'environ 995 millions de dollars en 2022, comparativement à 798 millions de dollars en 2021. Les dépenses en immobilisations de 2022 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, des rendements ajustés positifs en fonction des risques et un service à la clientèle sécuritaire et fiable. Le secteur Services publics devrait représenter environ 70 à 80 % du total des dépenses en immobilisations, le secteur Intermédiaire, environ 20 %, et le Secteur Siège social/autres, le reste. En 2022, 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 maintenance des installations, à des dépenses d'entretien et d'administration, à l'optimisation des actifs existants, à des investissements dans des initiatives en matière d'environnement, de responsabilité sociale et de gouvernance (ESG) liées à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et à de nouvelles activités de développement. Du total des dépenses en immobilisations en 2022, environ 70 à 80 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 diminution des dépenses en immobilisations liées à l'entretien prévues par rapport au montant précédent de 90 à 100 millions de dollars s'explique surtout par le report de certaines dépenses en immobilisations liées à l'entretien discrétionnaires du secteur Intermédiaire jusqu'en 2023. 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 2022 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.

Se reporter aux rubriques «Capital investi net» et «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion pour en savoir davantage sur les composantes du capital investi d'AltaGas.

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	Charges à ce jour ²	État	Mise en service prévue
Projets du secteur Intermédiaire					
Mountain Valley Pipeline (MVP)	10 %	352 millions de dollars américains	352 millions de dollars américains	Au premier trimestre de 2022, la Cour d'appel des États-Unis pour le 4 ^e circuit a rendu des décisions distinctes (annulation et renvoi à d'autres instances) quant à l'octroi des permis accordés par le U.S. Forest Service and Bureau of Land Management pour un droit de passage dans la forêt nationale de Jefferson et à l'avis sur la sécurité biologique de MVP émis par le U.S. Fish and Wildlife Service en vertu de l'Endangered Species Act. L'Army Corps a indiqué qu'il n'approuvera les permis nécessaires que lorsque le gazoduc aura fait l'objet d'un avis sur la sécurité biologique valide. Après avoir évalué les options juridiques et consulté les agences fédérales compétentes, MVP a demandé de nouvelles autorisations et les permis requis pour lui permettre de terminer la construction du projet. MVP a déposé une demande auprès de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) visant le prolongement de quatre ans du temps requis pour achever la construction, soit jusqu'au 13 octobre 2026, demande approuvée par la FERC le 23 août 2022. Le coût du projet devrait totaliser 6,6 milliards de dollars américains. Au 30 septembre 2022, le projet était terminé à environ 94 %, ce qui comprend la construction de toutes les interconnexions originales et des stations de compression. L'exposition d'AltaGas est plafonnée par contrat aux apports estimés initialement d'environ 352 millions de dollars américains. Au quatrième trimestre de 2021, AltaGas a déprécié son placement comptabilisé à la valeur de consolidation dans MVP à la valeur comptable de 352 millions de dollars américains par suite des difficultés juridiques et réglementaires en cours.	Deuxième semestre de 2023
Projet MVP Southgate	5 %	20 millions de dollars américains	4 millions de dollars américains	Vu l'évolution du contexte réglementaire et juridique régissant la construction de gazoduc et les problèmes actuels liés à MVP et à MVP Southgate, les responsables de MVP évaluent actuellement MVP Southgate et envisagent notamment d'engager des pourparlers avec l'expéditeur afin d'examiner diverses options pour le projet, comme la possibilité d'en modifier la conception et l'échéancier au lieu d'en poursuivre la réalisation comme il avait été envisagé initialement. Au quatrième trimestre de 2021, AltaGas a déprécié son placement comptabilisé à la valeur de consolidation dans MVP pour un montant équivalant à sa valeur comptable de néant en raison des difficultés juridiques et réglementaires continues.	La date d'achèvement est en cours d'examen.

Projet	Participation d'AltaGas	Coût estimé ¹	Charges 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 la période de janvier 2021 à décembre 2023, plus des dépenses additionnelles au cours des périodes subséquentes	67 millions de dollars américains ³	La deuxième étape des programmes de remplacement accéléré de conduites du District de Columbia (PROJECTpipes 2) a commencé en janvier 2021.	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	260 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. Le 2 mars 2022, la Public Service Commission (PSC) du Maryland a publié une ordonnance réduisant de 14,7 % les frais supplémentaires liés au programme STRIDE de l'année civile 2022 pour le reste de l'exercice. L'ordonnance précise que Washington Gas a présenté les frais supplémentaires révisés conformément à l'ordonnance du 11 février 2021. Le recouvrement des dépenses du programme STRIDE qui ne sont pas incluses dans les frais supplémentaires fera l'objet d'une demande dans le cadre du processus d'établissement des tarifs habituel.	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, et environ 878 millions de dollars américains sur une période de cinq ans, de janvier 2023 à décembre 2027.	499 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. Le 1 ^{er} décembre 2021, Washington Gas a déposé son projet de modification au programme SAVE pour la période 2023-2027, dans lequel elle propose d'investir environ 889 millions de dollars américains de 2023 à 2027 dans le remplacement de gazoducs et d'installations à haut risque en Virginie. Le 26 mai 2022, la Commonwealth of Virginia State Corporation Commission (SCC de la Virginie) a approuvé la modification proposée et le plafond d'environ 878 millions de dollars américains des dépenses pour la période de cinq ans, qui peut être dépassé d'au plus 5 %.	Les actifs sont mis en service tout au long du programme.

Programmes de remplacement accéléré des conduites maîtresses et programme d'amélioration de la fiabilité des infrastructures – Michigan	100 %	Environ 115 millions de dollars américains sur une période de cinq ans, de 2021 à 2025	36 millions de dollars américains ³	Un nouveau programme de remplacement des conduites maîtresses (MRP) a été accepté dans la dernière demande tarifaire de SEMCO, réglée en décembre 2019. Le nouveau MRP sur cinq ans a commencé 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 en immobilisations cumulatives engagées depuis le début des projets jusqu'au 30 septembre 2022.
- 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.

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, charge d'impôts normalisée, taux d'imposition effectif normalisé, dette nette, ratio de la dette nette sur le total de la capitalisation, capital investi et capital net investi ont le sens qui leur est donné dans la présente rubrique.

Modification à la composition des mesures non conformes aux PCGR

Au troisième trimestre de 2022, la direction a modifié la composition de certaines mesures non conformes aux PCGR d'AltaGas pour que les ajustements des éventualités acquises ne soient plus inclus dans les ajustements de normalisation. Cette modification a été apportée par suite de l'évaluation de la direction selon laquelle ces éventualités sont de nature récurrente et continue et, par conséquent, la méthode la plus pertinente à appliquer est d'harmoniser le traitement non conforme aux PCGR de ces charges et recouvrements avec le traitement comptable conforme aux PCGR. Les calculs des mesures non conformes aux PCGR visées ont été retraités pour refléter ce changement. Le tableau ci-après résume l'incidence de cette modification sur les périodes présentées dans le présent rapport de gestion :

Augmentation (diminution) par suite de la modification <i>(en millions de dollars, à moins d'indication contraire)</i>	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
BAIIA normalisé	— \$	(5) \$	30 \$	(11) \$
Bénéfice net normalisé ¹	— \$	(4) \$	17 \$	(8) \$
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées ¹	— \$	(5) \$	30 \$	(11) \$
Charge d'impôts normalisée	— \$	(1) \$	6 \$	(3) \$
Taux d'imposition effectif normalisé (%)	— %	0,7 %	0,1 %	0,1 %

1) Les montants par action correspondants ont également été ajustés.

BAIIA normalisé

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
(en millions de dollars)	2022	2021	2022	2021
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices (mesure conforme aux PCGR)	48 \$	89 \$	638 \$	608 \$
Ajouter :				
Amortissement	106	111	327	318
Intérêts débiteurs	85	69	231	208
BAIIA	239 \$	269 \$	1 196 \$	1 134 \$
Ajouter (déduire) :				
Coûts de transactions liés aux acquisitions et cessions ¹	2	1	4	5
Gains latents sur les contrats de gestion du risque ²	(3)	(29)	(107)	(52)
Pertes (gains) à la vente d'actifs ³	3	(3)	(3)	(7)
Coûts de restructuration ⁴	—	—	—	1
Provisions pour actifs	—	—	—	57
Reprise de provisions pour placements comptabilisés à la valeur de consolidation ⁵	(3)	—	(3)	—
Charges de désactualisation	2	1	5	2
Gains de change	(7)	—	(9)	(3)
BAIIA normalisé	233 \$	239 \$	1 083 \$	1 137 \$

- 1) Comprennent les coûts de transactions liés aux acquisitions et cessions d'actifs ou aux participations au cours de la période considérée. Ces coûts sont inclus aux postes «Coût des produits vendus» et «Charges d'exploitation et d'administration» des états des résultats consolidés. Les coûts de transaction comprennent des charges, comme les honoraires juridiques directement attribuables à l'acquisition ou à la cession. Comme il est indiqué à la page 19 du présent rapport de gestion, au cours du troisième trimestre de 2022, AltaGas a modifié la directive de la Société relative aux mesures financières non conformes aux PCGR afin d'éliminer les ajustements de normalisation liés aux éventualités acquises. Les montants figurant dans le présent tableau reflètent les chiffres retraités pour tenir compte des révisions apportées à la directive. Pour plus de précisions sur les cessions d'actifs d'AltaGas au cours de la période considérée, se reporter à la note 4 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2022 et pour les trois mois et les neuf mois clos à cette date.
- 2) Inclus aux postes «Produits» et «Coût des produits vendus» des états des résultats consolidés. Pour plus de précisions sur les activités de gestion du risque d'AltaGas, se reporter à la note 16 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2022 et pour les trois mois et les neuf mois clos à cette date.
- 3) Inclus au poste «Autres produits» des états des résultats consolidés. Pour plus de précisions sur les cessions d'actifs d'AltaGas au cours de la période considérée, se reporter à la note 4 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2022 et pour les trois mois et les neuf mois clos à cette date.
- 4) Comprennent les coûts liés au programme d'optimisation des effectifs. Ces coûts sont inclus au poste «Charges d'exploitation et d'administration» des états des résultats consolidés.
- 5) Se rapporte au recouvrement de certains coûts associés au projet de pipeline Constitution en raison de son annulation en février 2020. Ces coûts sont inclus au poste «Quote-part des résultats de placements comptabilisés à la valeur de consolidation» des états des résultats consolidés.

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 avant impôts ajusté en fonction du montant avant impôts de l'amortissement et des intérêts débiteurs.

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, ainsi qu'à des fins de budgétisation et de rémunération. 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 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
(en millions de dollars)	2022	2021	2022	2021
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires (mesure conforme aux PCGR)	(48) \$	25 \$	345 \$	386 \$
Ajouter (déduire) après impôts :				
Coûts de transactions liés aux acquisitions et cessions ¹	1	1	2	4
Gains latents sur les contrats de gestion du risque ²	(1)	(17)	(78)	(31)
Tranche attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle des ajustements non conformes aux PCGR ³	—	(6)	5	(11)
Pertes (gains) à la vente d'actifs ⁴	3	(2)	(4)	(14)
Provisions pour actifs	—	—	—	46
Coûts de restructuration ⁵	—	—	—	1
Perte au rachat d'actions privilégiées, compte tenu de l'incidence du change ⁶	74	—	84	—
Reprise de provisions pour placements comptabilisés à la valeur de consolidation ⁷	(2)	—	(2)	—
Bénéfice net normalisé	27 \$	1 \$	352 \$	381 \$

- 1) Comprennent les coûts de transactions liés aux acquisitions et cessions d'actifs ou de participations au cours de la période considérée. Les coûts avant impôts sont inclus aux postes «Coût des produits vendus» et «Charges d'exploitation et d'administration» des états des résultats consolidés. Les coûts de transaction comprennent des charges, comme les honoraires juridiques directement attribuables à l'acquisition ou à la cession. Comme il est indiqué à la page 19 du présent rapport de gestion, au cours du troisième trimestre de 2022, AltaGas a modifié la directive de la Société relative aux mesures financières non conformes aux PCGR afin d'éliminer les ajustements de normalisation liés aux éventualités acquises. Les montants figurant dans le présent tableau reflètent les chiffres retraités pour tenir compte des révisions apportées à la directive. Pour plus de précisions sur les cessions d'actifs d'AltaGas au cours de la période considérée, se reporter à la note 4 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2022 et pour les trois mois et les neuf mois clos à cette date.
- 2) Les montants avant impôts sont inclus aux postes «Produits» et «Coût des produits vendus» des états des résultats consolidés. Pour plus de précisions sur les activités de gestion du risque d'AltaGas, se reporter à la note 16 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2022 et pour les trois mois et les neuf mois clos à cette date.
- 3) La tranche attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle des ajustements non conformes aux PCGR est exclue du calcul du bénéfice net normalisé afin d'assurer la cohérence des ajustements de normalisation des participations donnant le contrôle et des participations ne donnant pas le contrôle. Les montants sont inclus au poste «Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle» des états des résultats consolidés. Comme il est indiqué à la page 19 du présent rapport de gestion, au cours du troisième trimestre de 2022, AltaGas a modifié la directive de la Société relative aux mesures financières non conformes aux PCGR afin d'éliminer les ajustements de normalisation liés aux éventualités acquises. Cela comprend l'incidence découlant de la tranche applicable à la participation ne donnant pas le contrôle. Les montants figurant dans le présent tableau reflètent les chiffres retraités pour tenir compte des révisions apportées à la directive.
- 4) Les montants avant impôts sont inclus au poste «Autres produits» des états des résultats consolidés. Pour plus de précisions sur les cessions d'actifs d'AltaGas au cours de la période considérée, se reporter à la note 4 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2022 et pour les trois mois et les neuf mois clos à cette date.
- 5) Comprennent les coûts liés au programme de réduction des effectifs. Les coûts avant impôts sont inclus au poste «Charges d'exploitation et d'administration» des états des résultats consolidés.
- 6) Comprend les pertes au rachat d'actions privilégiées de série K le 31 mars 2022 et au rachat d'actions privilégiées de série C libellées en dollars américains le 30 septembre 2022, compte tenu d'une perte de change d'environ 69 millions de dollars qui y est associée. La perte au rachat d'actions privilégiées est comptabilisée au poste «Perte au rachat d'actions privilégiées» des états des résultats consolidés.
- 7) Se rapporte au recouvrement de certains coûts associés au projet de pipeline Constitution en raison de son annulation en février 2020. Ces coûts sont inclus au poste «Quote-part des résultats de placements comptabilisés à la valeur de consolidation» des états des résultats consolidés.

La direction a recours au bénéfice net normalisé et au bénéfice net normalisé par action pour améliorer la comparabilité des bénéfices d'AltaGas étant donné que ces mesures reflètent le rendement sous-jacent des activités d'AltaGas.

Liquidités provenant de l'exploitation normalisées

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
(en millions de dollars)	2022	2021	2022	2021
Flux de trésorerie d'exploitation (mesure financière conforme aux PCGR)	(384) \$	209 \$	827 \$	895 \$
Ajouter (déduire) :				
Variation nette des actifs et passifs d'exploitation	550	(49)	(3)	(27)
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations réglées	2	4	5	7
Liquidités provenant de l'exploitation	168 \$	164 \$	829 \$	875 \$
Ajouter (déduire) :				
Coûts de transactions liés aux acquisitions et cessions ¹	2	1	4	5
Coûts de restructuration ²	—	—	—	1
Charge (recouvrement) d'impôts exigible sur les ventes d'actifs ³	—	—	(1)	18
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées	170 \$	165 \$	832 \$	899 \$

- 1) Comprennent les coûts liés aux acquisitions et cessions d'actifs ou de participations au cours de la période considérée. Ces coûts excluent les montants sans effet sur la trésorerie et sont inclus aux postes «Coût des produits vendus» et «Charges d'exploitation et d'administration» des états des résultats consolidés. Les coûts de transaction comprennent des charges, comme les honoraires juridiques directement attribuables à l'acquisition ou à la cession. Comme il est indiqué à la page 19 du présent rapport de gestion, au cours du troisième trimestre de 2022, AltaGas a modifié sa directive relative aux mesures financières non conformes aux PCGR en éliminant la normalisation des éventualités liées aux acquisitions. Les montants figurant dans le présent tableau reflètent les chiffres retraités pour tenir compte des révisions apportées à la directive. Pour plus de précisions sur les cessions d'actifs d'AltaGas au cours de la période considérée, se reporter à la note 4 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2022 et pour les trois mois et les neuf mois clos à cette date.
- 2) Comprennent les coûts liés au programme d'optimisation des effectifs. Ces coûts sont inclus au poste «Charges d'exploitation et d'administration» des états des résultats consolidés.
- 3) Incline au poste «Charge (recouvrement) d'impôts exigibles» des états des résultats consolidés.

Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées et les liquidités provenant de l'exploitation 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 et les liquidités provenant de l'exploitation 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 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
(en millions de dollars)	2022	2021	2022	2021
Charge d'impôts (mesure financière conforme aux PCGR)	7 \$	30 \$	131 \$	134 \$
Ajouter (déduire) l'incidence fiscale des éléments suivants :				
Coûts de transactions liés aux acquisitions et cessions ¹	1	—	2	1
Gains latents sur contrats de gestion du risque	(1)	(12)	(29)	(20)
Pertes (gains) à la vente d'actifs	—	(1)	1	7
Provisions pour actifs	—	—	—	11
Reprise de provisions pour placements comptabilisés à la valeur de consolidation	(1)	—	(1)	—
Charge d'impôts normalisée	6 \$	17 \$	104 \$	133 \$

1) Comme il est indiqué à la page 19 du présent rapport de gestion, au cours du troisième trimestre de 2022, AltaGas a modifié la directive de la Société relative aux mesures financières non conformes aux PCGR afin d'éliminer les ajustements de normalisation liés aux éventualités acquises. Les montants figurant dans le présent tableau reflètent les chiffres retraités pour tenir compte des révisions apportées à la directive.

Le tableau ci-dessus présente le rapprochement de la charge d'impôts normalisée et de la mesure conforme aux PCGR, la charge d'impôts. Les éléments de rapprochement comprennent l'incidence des impôts sur le bénéfice relativement aux éléments de normalisation utilisés dans le calcul du bénéfice net normalisé. Pour en savoir davantage sur les éléments de normalisation individuels, se reporter au tableau sur le rapprochement du bénéfice net normalisé» ci-dessus.

La charge d'impôts normalisée, 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 (y compris la dette classée comme détenue en vue de la vente et les billets hybrides subordonnés), 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.

Capital investi net

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
(en millions de dollars)	2022	2021 ³	2022	2021 ³
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement (mesure financière conforme aux PCGR)	534 \$	263 \$	661 \$	242 \$
Ajouter (déduire) :				
Variation nette des dépenses d'investissement sans effet sur la trésorerie ¹	(2)	(62)	1	(44)
Apports de participations ne donnant pas le contrôle ²	—	—	—	(1)
Capital investi net	532 \$	201 \$	662 \$	197 \$

- 1) Comprend les dépenses d'investissement sans effet sur la trésorerie incluses au poste «Créditeurs et charges à payer» des bilans consolidés. Pour plus de détails, se reporter à la note 22 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2022 et pour les trois mois et les neuf mois clos à cette date.
- 2) Comprennent les recouvrements des partenaires pour les dépenses d'investissement engagées pour le terminal d'exportation de propane de Ridley Island. Ces recouvrements sont inclus au poste «Apports des participations ne donnant pas le contrôle» sous les activités de financement des états des flux de trésorerie consolidés. Toutefois, étant donné que la direction considère les recouvrements comme faisant partie du capital investi d'AltaGas, ils ont été inclus dans le calcul du capital investi net.
- 3) Au cours des périodes antérieures, le capital investi capital ne comprenait aucun rajustement pour tenir compte des coûts liés au retrait d'actifs du secteur Services publics; cependant, au quatrième trimestre de 2021, la direction a commencé à rajuster ces coûts pour qu'ils soient mieux alignés sur les données relatives aux activités d'investissement des états des flux de trésorerie consolidés. Par conséquent, les données des périodes précédentes de 2021 ont été retraitées pour refléter ce changement.

Le capital investi est une mesure de l'utilisation du capital par AltaGas dans le cadre des activités d'investissement. Elle comprend les dépenses relatives aux immobilisations corporelles et aux actifs incorporels, les apports aux placements à long terme et les apports des participations ne donnant pas le contrôle. Le capital investi net correspond au capital investi présenté déduction faite du produit de la cession d'actifs et de participations au cours de la période. Le capital investi net est calculé en fonction des postes de la section sur les activités d'investissement dans les états des flux de trésorerie consolidés, ajusté pour tenir compte des éléments comme les dépenses d'investissement sans effet de trésorerie, la trésorerie acquise dans le cadre d'acquisitions d'entreprises et les apports des participations ne donnant pas le contrôle. Le capital investi et le capital investi net sont utilisés par la direction, les investisseurs et les analystes pour mieux comprendre les dépenses d'investissement d'AltaGas d'une période à l'autre et fournir des informations supplémentaires sur l'utilisation du capital par la Société.

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 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
(en millions de dollars)	2022	2021	2022	2021
BAIIA normalisé ¹	233 \$	239 \$	1 083 \$	1 137 \$
Ajouter (déduire) :				
Amortissement	(106)	(111)	(327)	(318)
Intérêts débiteurs	(85)	(69)	(231)	(208)
Charge d'impôts	(7)	(30)	(131)	(134)
Éléments de normalisation influant sur les impôts sur les bénéfices ²	2	13	27	2
Charges de désactualisation	(2)	(1)	(5)	(2)
Gains de change	7	—	9	3
Tranche attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle des ajustements non conformes aux PCGR ³	—	(6)	5	(11)
Perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(5)	(21)	(45)	(48)
Dividendes sur actions privilégiées	(10)	(13)	(33)	(40)
Bénéfice net normalisé ¹	27 \$	1 \$	352 \$	381 \$

- Comme il est indiqué à la page 19 du présent rapport de gestion, au cours du troisième trimestre de 2022, AltaGas a modifié la directive de la Société relative aux mesures financières non conformes aux PCGR afin d'éliminer les ajustements de normalisation liés aux éventualités acquises. Les montants figurant dans le présent tableau reflètent les chiffres retraités pour tenir compte des révisions apportées à la directive.
- Représentent l'incidence des impôts sur le bénéfice relativement aux éléments de normalisation utilisés dans le calcul du BAIIA normalisé.
- La tranche attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle des ajustements non conformes aux PCGR est exclue du calcul du bénéfice net normalisé afin d'assurer la cohérence des ajustements de normalisation des participations donnant le contrôle et des participations ne donnant pas le contrôle. Les montants sont inclus au poste «Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle» des états des résultats consolidés. Comme il est indiqué à la page 19 du présent rapport de gestion, au cours du troisième trimestre de 2022, AltaGas a modifié sa directive relative aux mesures financières non conformes aux PCGR en éliminant la normalisation des éventualités liées aux acquisitions. Cela comprend l'incidence découlant de la tranche applicable à la participation ne donnant pas le contrôle. Les montants figurant dans le présent tableau reflètent les chiffres retraités pour tenir compte des révisions apportées à la directive.

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 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
<i>(en millions de dollars, sauf le taux d'imposition effectif normalisé)</i>	2022	2021	2022	2021
Bénéfice net normalisé ¹	27 \$	1 \$	352 \$	381 \$
Ajouter (déduire) :				
Charge d'impôts normalisée ¹	6	17	104	133
Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	5	21	45	48
Tranche attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle des ajustements non conformes aux PCGR ²	—	6	(5)	11
Dividendes sur actions privilégiées	10	13	33	40
Bénéfice net normalisé avant impôts sur les bénéfices	48 \$	58 \$	529 \$	613 \$
Taux d'imposition effectif normalisé (en %) ³	12,5	29,3	19,7	21,7

- 1) Calculée dans la rubrique ci-dessus. Comme il est indiqué à la page 19 du présent rapport de gestion, au cours du troisième trimestre de 2022, AltaGas a modifié la directive de la Société relative aux mesures financières non conformes aux PCGR afin d'éliminer les ajustements de normalisation liés aux éventualités acquises. Les montants figurant dans le présent tableau reflètent les chiffres retraités pour tenir compte des révisions apportées à la directive.
- 2) La tranche attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle des ajustements non conformes aux PCGR est exclue du calcul du bénéfice net normalisé afin d'assurer la cohérence des ajustements de normalisation des participations donnant le contrôle et des participations ne donnant pas le contrôle. Les montants sont inclus au poste «Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle» des états des résultats consolidés. Comme il est indiqué à la page 19 du présent rapport de gestion, au cours du troisième trimestre de 2022, AltaGas a modifié la directive de la Société relative aux mesures financières non conformes aux PCGR afin d'éliminer les ajustements de normalisation liés aux éventualités acquises. Cela comprend l'incidence découlant de la tranche applicable à la participation ne donnant pas le contrôle. Les montants figurant dans le présent tableau reflètent les chiffres retraités pour tenir compte des révisions apportées à la directive.
- 3) Correspond à la charge d'impôts normalisée divisée par le bénéfice avant impôts sur les bénéfices normalisé.

Résultats d'exploitation par secteur d'activité

BAIIA normalisé^{1, 2}	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
<i>(en millions de dollars)</i>	2022	2021	2022	2021
Services publics	115 \$	62 \$	639 \$	533 \$
Intermédiaire	108	181	444	621
Total partiel : secteurs d'exploitation	223 \$	243 \$	1 083 \$	1 154 \$
Siège social/autres	10	(4)	—	(17)
	233 \$	239 \$	1 083 \$	1 137 \$

- 1) Mesure financière non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion.
- 2) Au cours du troisième trimestre de 2022, la direction a modifié la directive relative aux mesures financières non conformes aux PCGR d'AltaGas en éliminant la normalisation des ajustements associés aux éventualités acquises. Les données des périodes précédentes ont été retraitées pour refléter ce changement. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion pour en savoir davantage.

Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
<i>(en millions de dollars)</i>	2022	2021	2022	2021
Services publics	54 \$	102 \$	470 \$	476 \$
Intermédiaire	71	100	412	392
Total partiel : secteurs d'exploitation	125 \$	202 \$	882 \$	868 \$
Siège social/autres	(77)	(113)	(244)	(260)
	48 \$	89 \$	638 \$	608 \$

Produits	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
<i>(en millions de dollars)</i>	2022	2021	2022	2021
Services publics	822 \$	578 \$	3 256 \$	2 674 \$
Intermédiaire	2 206	1 734	6 865	4 683
Total partiel : secteurs d'exploitation	3 028 \$	2 312 \$	10 121 \$	7 357 \$
Siège social/autres	28	27	69	78
Éliminations intersectorielles	—	—	—	(2)
	3 056 \$	2 339 \$	10 190 \$	7 433 \$

Services publics

Statistiques d'exploitation

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Livraison de gaz naturel – utilisation finale (gpc) ¹	12,6	12,2	110,3	107,2
Livraison de gaz naturel – transport (gpc) ¹	21,5	21,4	91,3	89,8
Points de service (en milliers) ²	1 695	1 676	1 695	1 676
Variation degrés-jours par rapport à la normale – SEMCO Gas (%) ³	(3,7)	(41,8)	2,7	(7,4)
Variation degrés-jours par rapport à la normale – ENSTAR (%) ³	12,6	16,9	(5,7)	10,5
Variation degrés-jours par rapport à la normale – Washington Gas (%) ^{3, 4, 5}	750,0	—	(0,5)	(4,1)
Commercialisation de l'énergie au détail – volumes des ventes de gaz (mmpc/j)	7 133	7 682	41 239	42 265
Commercialisation de l'énergie au détail – volumes des ventes d'électricité (GWh)	3 670	3 738	9 889	10 187

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.

5) La variation degrés-jours de 750 % pour Washington Gas au troisième trimestre 2022 découle des deux degrés-jours normaux au troisième trimestre, contre 17 degrés-jours réels. Compte tenu du si faible nombre de degrés-jours normaux au troisième trimestre par rapport aux autres trimestres, tout changement entraîne une importante variation lorsque présentée en pourcentage.

Au troisième trimestre de 2022, le secteur Services publics d'AltaGas a connu des températures plus basses à SEMCO et Washington Gas, et des températures plus élevées à ENSTAR qu'au trimestre correspondant de 2021.

Au cours des neuf premiers mois de 2022, le secteur Services publics d'AltaGas a connu des températures plus basses à SEMCO et Washington Gas, et des températures plus élevées à ENSTAR qu'au cours de la période correspondante de 2021.

Au 30 septembre 2022, les points de service comptaient environ 19 000 sites de plus qu'au 30 septembre 2021 en raison principalement de la croissance du nombre de clients.

Au troisième trimestre de 2022, les volumes des ventes de gaz au détail aux États-Unis se sont élevés à 7 133 mmpc, contre 7 682 mmpc pour la période correspondante de 2021. La diminution s'explique essentiellement par une baisse des ventes de gros et de services interruptibles par rapport au trimestre correspondant de 2021. Au troisième trimestre de 2022, les volumes des ventes d'électricité au détail aux États-Unis se sont élevés à 3 670 GWh, contre 3 738 GWh pour la période correspondante de 2021. La diminution s'explique principalement par la réduction du nombre de clients, surtout résidentiels, servis par l'entreprise par rapport au trimestre correspondant de 2021.

Au cours des neuf premiers mois de 2022, les volumes des ventes de gaz au détail aux États-Unis se sont élevés à 41 239 mmpc, contre 42 265 mmpc pour la période correspondante de 2021. La diminution s'explique principalement par la réduction du nombre de clients servis par l'entreprise et des températures plus élevées au cours des neuf premiers mois de 2022 par rapport à la période correspondante de 2021. Pour les neuf premiers mois de 2022, les volumes des ventes d'électricité aux États-Unis se sont élevés à 9 889 GWh, contre 10 187 GWh pour la période correspondante de 2021. La diminution s'explique principalement par la réduction du nombre de clients servis par l'entreprise.

Trois mois clos les 30 septembre

Pour le secteur Services publics, le BAIIA normalisé s'est chiffré à 115 millions de dollars au troisième trimestre de 2022, contre un BAIIA normalisé de 62 millions de dollars au trimestre correspondant de 2021. L'augmentation du BAIIA normalisé s'explique surtout par l'intensification des activités d'optimisation des actifs à Washington Gas, la hausse des marges sur le gaz naturel des activités de commercialisation au détail de WGL, la hausse des produits attribuable aux programmes de remplacement accéléré des conduites, la consommation favorable dans certains territoires, le recouvrement accru des frais de retard, les températures plus basses au Michigan, la croissance du nombre de clients et une incidence d'environ 2 millions de dollars attribuable aux fluctuations des taux de change, le tout contrebalancé en partie par la hausse des charges d'exploitation et d'administration et la baisse des marges sur l'électricité des activités de commercialisation au détail de WGL.

Le secteur Services publics a inscrit un bénéfice avant impôts sur les bénéfices de 54 millions de dollars au troisième trimestre de 2022, comparativement à un bénéfice avant impôts sur les bénéfices de 102 millions de dollars au trimestre correspondant de 2021. La diminution s'explique surtout par des gains latents moins élevés sur les contrats de gestion du risque, principalement dans le secteur de la commercialisation au détail, contrebalancés en partie par les facteurs susmentionnés qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé.

Neuf mois clos les 30 septembre

Le secteur Services publics a inscrit un BAIIA normalisé de 639 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2022, par rapport à 533 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. L'augmentation du BAIIA normalisé s'explique surtout par l'intensification des activités d'optimisation des actifs à Washington Gas, la hausse des marges sur le gaz des activités de commercialisation au détail de WGL, l'incidence des demandes tarifaires de 2020 dans le Maryland et le District de Columbia déposées par Washington Gas, la hausse des produits attribuable aux programmes de remplacement accéléré des conduites, la croissance du nombre de clients, la consommation favorable dans certains territoires, les températures plus basses au Michigan, et une incidence d'environ 5 millions de dollars attribuable aux fluctuations des taux de change, le tout contrebalancé en partie par la hausse des charges d'exploitation et d'administration, la baisse des marges sur l'électricité des activités de commercialisation au détail de WGL et les températures plus élevées en Alaska.

Le secteur Services publics a inscrit un bénéfice avant impôts sur les bénéfices de 470 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2022, comparativement à 476 millions de dollars à la période correspondante de 2021. La diminution s'explique surtout par des gains latents moins élevés sur les contrats de gestion du risque, principalement dans le secteur de la commercialisation au détail, contrebalancés en partie par les facteurs susmentionnés qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé.

Faits nouveaux concernant les demandes tarifaires

Services publics / Territoire	Date du dépôt	Demande	État	Moment attendu de la décision
Washington Gas – District de Columbia	Avril 2022	Hausse des tarifs de base de 53 millions de dollars américains, dont environ 5 millions de dollars américains renvoient actuellement à des coûts perçus à l'égard de la surcharge au titre du programme PROJECTpipes. L'augmentation additionnelle demandée pour les tarifs de base était donc d'environ 48 millions de dollars américains.	Le 4 avril 2022, Washington Gas a demandé l'autorisation d'accroître les charges liées au service de distribution du gaz dans le District de Columbia. La demande tarifaire vise la génération de produits annuels totalisant environ 53 millions de dollars américains, soit un rendement des capitaux propres de 10,4 %. Une tranche d'environ 5 millions de dollars américains de la hausse des produits correspond aux coûts qui sont actuellement recouverts au moyen des frais supplémentaires liés au programme PROJECTpipes; par conséquent, la hausse des tarifs de base devrait générer un montant additionnel d'environ 48 millions de dollars américains. Washington Gas demande que les nouveaux tarifs entrent en vigueur en février 2023. La PSC du DC a adopté un calendrier procédural le 12 août 2022 et un témoignage supplémentaire a été déposé le 2 septembre 2022. La communication de pièces relatives à la demande se poursuit. Le témoignage direct de l'OPC et des intervenants est prévu pour le 4 novembre 2022. La contre-preuve devrait être déposée le 6 janvier 2023 et les audiences de témoins sont prévues pour février 2023.	La date à laquelle la décision sera rendue n'est pas encore connue, toutefois selon le calendrier procédural, la décision pourrait être rendue vers le troisième trimestre de 2023.
Washington Gas – Virginie	Juin 2022	Augmentation des tarifs de base de 48 millions de dollars américains, plus le transfert d'un montant additionnel de 39 millions de dollars américains actuellement perçu à l'égard de la surcharge au titre du programme SAVE à même les tarifs de base, pour une augmentation totale d'environ 87 millions de dollars américains.	Le 29 juin 2022, Washington Gas a demandé l'autorisation d'accroître les tarifs dans l'État de la Virginie. La demande tarifaire vise la génération de produits annuels additionnels totalisant 48 millions de dollars américains, soit un rendement des capitaux propres de 10,75 %. La demande d'augmentation des tarifs de base est distincte des besoins en produits de 39 millions de dollars américains en lien avec le transfert des dépenses engagées dans le cadre du programme de remplacement accéléré des infrastructures, Steps to Advance Virginia's Energy (SAVE), de Washington Gas aux tarifs de base et vise à rajuster les frais supplémentaires. Washington Gas peut mettre en œuvre les tarifs proposés (sur une base provisoire, sous réserve de remboursement) à partir du 26 novembre 2022, soit 150 jours après le dépôt de sa demande. Le témoignage du personnel est prévu le 10 mars 2023, le dépôt de la contre-preuve par Washington Gas, le 7 avril 2023 et l'audience, le 2 mai 2023.	La date à laquelle la décision sera rendue n'est pas encore connue. Les tarifs provisoires entreront en vigueur à la fin de novembre 2022, sous réserve de remboursement.

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 de frais supplémentaires liés au programme STRIDE pour la mise à niveau des réseaux. L'augmentation additionnelle demandée pour les tarifs de base était donc d'environ 21 millions de dollars américains.	Le 9 avril 2021, une ordonnance définitive liée à cette demande de hausse des tarifs a été reçue de la Public Service Commission of Maryland (PSC du MD) qui autorise Washington Gas à augmenter ses tarifs de distribution de gaz naturel au Maryland d'environ 13 millions de dollars américains (y compris 5 millions de dollars américains perçus au moyen de frais supplémentaires liés au programme STRIDE), ce qui correspond à un rendement des capitaux propres de 9,70 %. L'augmentation des revenus a pris effet le 26 mars 2021. Le 14 mai 2021, l'Office of People's Counsel (OPC) du Maryland a déposé une requête en vue d'une nouvelle audience, la PSC du MD ayant observé des économies de synergie découlant de la fusion et une certaine augmentation des tarifs de base. La demande a été rejetée et, le 31 août 2021, l'OPC du Maryland a porté en appel la décision de la PSC du MD rejetant sa requête pour obtenir une nouvelle audience devant la Circuit Court of Baltimore. Le 25 février 2022, la Circuit Court a annulé l'ordonnance du 29 juillet 2021 de la PSC du MD et lui a renvoyé deux questions. Le 10 mars 2022, le PSC du MD a déposé une motion pour modifier la décision de la Circuit Court à l'égard des questions d'économies de synergie découlant de la fusion et l'OPC du Maryland a déposé sa réponse. Le 31 mai 2022, la Circuit Court a accueilli favorablement la requête conjointe de Washington Gas et de la PSC du MD, après avoir déterminé que le PSC du MD avait autorisé en bonne et due forme le recouvrement des coûts du siège social par Washington Gas et dégageant le PSC du MD de l'obligation de rendre une décision provisoire sur les économies de synergie découlant de la fusion. Le PSC du MD doit tout de même publier une ordonnance à l'égard de la remise en question de l'augmentation des tarifs de base, conformément à la décision originale de la Cour. Le 30 juin 2022, l'OPC du MD a interjeté appel de la nouvelle ordonnance de la Circuit Court à l'égard des économies de synergie découlant de la fusion auprès de la Maryland Court of Special Appeals. Washington Gas s'attend à ce que la décision définitive soit rendue par la Maryland Court of Special Appeals d'ici la fin du premier trimestre de 2023.	Ordonnance définitive publiée en avril 2021

Services publics / Territoire	Date du dépôt	Demande	État	Moment attendu de la décision
CINGSA	Juillet 2021	Hausse des produits de 1,9 million de dollars américains.	Le 1 ^{er} juillet 2021, CINGSA a déposé une demande tarifaire auprès de la Regulatory Commission of Alaska (RCA) sollicitant l'approbation d'une hausse des produits d'environ 1,9 million de dollars américains, selon une base tarifaire de 105 millions de dollars américains, un RCP de 11,9 % et une teneur en capitaux propres de 59,99 %. Le 29 juillet 2021, la RCA a approuvé la demande proposant une hausse générale des tarifs provisoires de 2 % qui entrerait en vigueur le 1 ^{er} août 2021. La communication préalable sur le témoignage direct de CINGSA a pris fin le 30 décembre 2021. CINGSA a déposé de nouveaux éléments de preuve le 31 janvier 2022, et le témoignage des intervenants devait être déposé le 11 février 2022. Le 14 juin 2022, CINGSA et des intervenants ont déposé une stipulation partielle aux fins du règlement de toutes les questions, à l'exception de la question du gaz découvert. Le 19 août 2022, la RCA a approuvé la stipulation partielle qui a établi un tarif de base de 100,5 millions de dollars américains et des besoins en produits de 18,9 millions de dollars américains, soit une hausse des produits d'environ 0,1 million de dollars américains en fonction d'un rendement des capitaux propres de 10,6 %, d'un coût de la dette de 4,87 % et d'une structure du capital composée à 40,01 % de dette et à 59,99 % de capitaux propres.	Ordonnance définitive publiée en août 2022
ENSTAR	Août 2022	Hausse des produits de 5,0 millions de dollars américains.	Le 1 ^{er} août 2022, ENSTAR a déposé une demande de hausse tarifaire auprès de la RCA sollicitant une augmentation des produits tirés des tarifs permanents d'environ 5,0 millions de dollars américains, soit une hausse de 5,68 % des tarifs de base selon une base tarifaire de 293 millions de dollars américains. ENSTAR propose un taux de rendement global de 8,32 %, selon le coût de sa dette actuelle de 2,86 %, le coût des capitaux propres proposé de 12,95 % et une teneur en capitaux propres de 54,11 %. ENSTAR demande également une hausse générale des tarifs provisoires de 1,5 % (environ 1,3 million de dollars américains), pour les factures à compter du 1 ^{er} octobre 2022. Le témoignage des intervenants est prévu en avril 2023 et le dépôt de la contre-preuve, en juin 2023. Les audiences de témoins sont prévues pour octobre 2023 et une décision finale est attendue pour le premier trimestre de 2024.	Premier trimestre de 2024

Autres mises à jour sur la réglementation

Le 1^{er} juillet 2021, SEMCO a soumis son plan de réduction du gaspillage énergétique pour 2022-2023, une forme de programme d'efficacité énergétique pour les clients, à l'approbation de la MPSC. SEMCO propose de consacrer une somme d'environ 30 millions de dollars américains à la réduction du gaspillage énergétique en 2022-2023 en vue d'atteindre un objectif d'économies d'énergie combinées d'environ 10,1 millions de thermes la première année. SEMCO a déposé son mémoire et sa réponse le 3 décembre et le 22 décembre 2021, respectivement. Le 25 avril 2022, la MPSC a approuvé le plan de réduction du gaspillage énergétique tel qu'il a été présenté. Le 29 avril 2022, SEMCO a déposé le rapprochement des coûts de réduction du gaspillage énergétique pour 2021, qui démontrait qu'elle avait atteint ses objectifs et respecté les paramètres établis dans le programme de réduction du gaspillage énergétique de 2021 approuvé, et a demandé de bénéficier d'une mesure incitative liée au rendement d'environ 3 millions de dollars américains. Un règlement a été conclu et la MPSC a approuvé le règlement le 27 juillet 2022, autorisant SEMCO à percevoir la mesure incitative telle qu'elle a été demandée.

Le 2 septembre 2022, Washington Gas a déposé une demande auprès de la PSC du MD sollicitant la permission de reprendre le recouvrement, les frais de retard et les résiliations compte tenu du fait que Washington Gas a presque totalement atteint les neuf mesures opérationnelles requises pendant trois mois consécutifs.

Le 24 juin 2022, des demandes ont été déposées auprès de la RCA aux fins de l'obtention de l'approbation du changement de contrôle et du transfert du certificat d'utilité publique en lien avec les services publics en Alaska, qui sont en cours de vente.

Secteur Intermédiaire

Statistiques d'exploitation

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Volumes d'exportation de GPL (b/j) ¹	110 453	105 070	103 171	93 618
Total de la capacité d'amenée de gaz traitée (mmpc/j) ¹	1 228	1 471	1 266	1 485
Volumes d'extraction d'éthane (b/j) ¹	21 178	22 938	24 446	28 277
Volumes d'extraction de LGN (b/j) ^{1, 2}	31 483	34 671	32 203	36 577
Volumes de fractionnement (b/j) ¹	35 578	29 130	32 547	28 542
Différentiels de fractionnement – réalisés (\$/b) ^{1, 3}	27,78	12,63	26,41	13,05
Différentiels de fractionnement – prix au comptant moyen (\$/b) ^{1, 4}	36,25	36,32	35,20	26,83
Écart de prix du propane entre le FEI et l'indice Mont Belvieu (\$ US/b) ^{1, 5}	10,48	9,00	12,10	9,00
Écart de prix du butane entre le FEI et l'indice Mont Belvieu (\$ US/b) ^{1, 6}	11,87	8,79	11,55	10,52

1) Moyenne de la période.

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

3) 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.

4) 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.

5) Écart du prix du propane moyen entre le FEI et Mont Belvieu TET Commercial Index.

6) Écart du prix du butane moyen entre le FEI et Mont Belvieu TET Commercial Index.

Les volumes de GPL exportés de RIPET et de Ferndale vers l'Asie pour les trois mois clos le 30 septembre 2022 se sont établis en moyenne à 110 453 b/j, contre 105 070 b/j pour la période correspondante de 2021. Dix-neuf expéditions complètes et une expédition partielle ont eu lieu au troisième trimestre de 2022 contre dix-huit expéditions complètes à la période correspondante de 2021. La hausse des volumes d'exportation est attribuable essentiellement à l'augmentation de la production, à la hausse de l'offre disponible et à une amélioration de la logistique.

Les volumes de GPL exportés de RIPET et de Ferndale vers l'Asie pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022 se sont établis en moyenne à 103 171 b/j, contre 93 618 b/j pour la période correspondante de 2021. Cinquante-deux expéditions complètes et une expédition partielle ont eu lieu au cours des neuf premiers mois de 2022 contre quarante-sept expéditions complètes à la période correspondante de 2021. La hausse des volumes d'exportation et des expéditions est attribuable à l'augmentation de la production, à la hausse de l'offre disponible et à une amélioration de la logistique.

Pour le troisième trimestre de 2022, la capacité d'amenée de gaz traitée a diminué de 243 mmpc/j par rapport à celle du trimestre correspondant de 2021. Cette diminution s'explique principalement par les répercussions de la vente d'Aitken Creek et la baisse des volumes du producteur au complexe Townsend.

Pour les neuf premiers mois de 2022, la capacité d'amenée de gaz traitée a diminué de 219 mmpc/j par rapport à celle de la période correspondante de 2021. Cette diminution découle principalement de la vente d'Aitken Creek, des arrêts pour entretien planifié aux installations de Harmattan, Townsend et Gordondale au deuxième trimestre de 2022 et de la baisse des volumes du producteur au complexe Townsend.

Pour le troisième trimestre de 2022, les volumes moyens d'éthane ont diminué de 1 760 b/j, et les volumes moyens d'extraction de LGN ont baissé de 3 188 b/j par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2021. La baisse des volumes d'éthane est imputable à la baisse de production liée au projet de séparation et retour en aval à Harmattan du fait d'un entretien des installations en aval d'un client. La baisse des volumes d'extraction de LGN est imputable à la diminution du volume d'amenée de gaz brut aux installations de Townsend et Gordondale.

Pour les neuf premiers mois de 2022, les volumes moyens d'éthane ont diminué de 3 831 b/j, et les volumes moyens d'extraction de LGN ont diminué de 4 374 b/j par rapport à ceux de la période correspondante de 2021. La baisse des volumes d'éthane est imputable à l'arrêt pour entretien planifié à Harmattan, combiné à la baisse des volumes d'éthane aux installations d'extraction. La baisse des volumes d'extraction de LGN est imputable aux arrêts pour entretien planifié aux installations de Townsend et Gordondale et à la baisse de la capacité d'amenée aux installations d'extraction du fait de l'entretien prévu.

Pour le troisième trimestre de 2022, les volumes de fractionnement ont augmenté de 6 448 b/j par rapport au trimestre correspondant de 2021, en raison de la hausse des volumes et de l'utilisation à North Pine ainsi que de l'augmentation des volumes composés de LGN traités arrivés par camion et des volumes de gaz brut à Harmattan.

Pour les neuf premiers mois de 2022, les volumes de fractionnement ont augmenté de 4 005 b/j par rapport à ceux de la période correspondante de 2021. L'augmentation des volumes de fractionnement découle de la disponibilité accrue des volumes en raison de l'agrandissement de l'installation en amont, de la hausse des volumes et de l'utilisation à North Pine ainsi que de l'augmentation des volumes composés de LGN traités arrivés par camion et des volumes de gaz brut à Harmattan, le tout en partie contrebalancé par les arrêts pour entretien planifié aux installations de Harmattan et de North Pine.

Trois mois clos les 30 septembre

Le secteur Intermédiaire a inscrit un BAIIA normalisé de 108 millions de dollars au troisième trimestre de 2022, comparativement à 181 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2021. Les résultats du troisième trimestre de 2022 ont reflété les volumes élevés de liquides à l'échelle de la plateforme, lesquels ont été plus que compensés par d'autres facteurs, dont la volatilité des prix des produits de base, la baisse des écarts du butane entre l'Asie et le Canada et les coûts élevés du transport ferroviaire et de la logistique du fret maritime au cours du trimestre, y compris les surcharges du carburant. Les installations d'extraction ont été favorablement touchées par le recouvrement auprès des clients des coûts engagés dans le cadre d'entretien aux installations Townsend et Gordondale et par la hausse des bénéfices aux installations d'extraction, découlant d'une hausse des différentiels de fractionnement, en partie contrebalancés par l'incidence de la baisse de l'apport perdu par suite de la vente de l'installation Aitken Creek. Les autres facteurs ayant eu une incidence négative sur le BAIIA normalisé dans le secteur Intermédiaire au troisième trimestre de 2022 par rapport au trimestre de 2021 ont compris la diminution des marges des activités de commercialisation du pétrole brut, l'absence d'un paiement non récurrent lié à la résiliation d'un contrat en lien avec une entente de sous-location de wagons au troisième trimestre de 2021, et la diminution des marges des activités de

commercialisation de LGN et des volumes de LGN, notamment les coûts liés aux injections pour le stockage de la production estivale, le tout en partie contrebalancé par la hausse des gains sur les couvertures aux installations d'exportation.

Le secteur Intermédiaire a inscrit un bénéfice avant impôts sur les bénéfices de 71 millions de dollars au troisième trimestre de 2022, comparativement à 100 millions de dollars au trimestre correspondant de 2021. La diminution s'explique surtout par les facteurs susmentionnés qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé ainsi que des pertes plus élevées à la cession d'actifs, le tout en partie contrebalancé par des pertes latentes moins élevées sur les contrats de gestion du risque.

Au troisième trimestre de 2022, le secteur Intermédiaire a comptabilisé une perte avant impôts d'environ 3 millions de dollars à la cession d'actifs, du fait principalement des charges engagées en lien avec les ventes d'actifs cours de périodes antérieures. Au troisième trimestre de 2021, le secteur Intermédiaire avait comptabilisé des gains avant impôts à la cession d'actifs s'élevant à 3 millions de dollars, principalement attribuables à un produit au comptant au titre d'un compte d'entiercement lié à la cession du placement d'AltaGas dans Meade en 2019, qui détenait la participation indirecte hors exploitation de WGL Midstream dans Central Penn. En outre, au troisième trimestre de 2021, AltaGas avait conclu la vente de certains actifs de distribution de propane de Petrogas pour un produit inférieur à 1 million de dollars, ce qui avait donné lieu à un gain avant impôt inférieur à 1 million de dollars.

Neuf mois clos les 30 septembre

Le secteur Intermédiaire a inscrit un BAIIA normalisé de 444 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2022, par rapport à 621 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. La diminution du BAIIA normalisé a reflété l'absence de solides apports de WGL Midstream au premier trimestre de 2021 du fait de la vente des activités liées au transport et au stockage aux États-Unis en avril 2021 et la diminution des bénéfices des activités d'exportation puisque les volumes élevés d'exportation ont été plus que contrebalancés par la baisse des écarts du butane entre l'Asie et le Canada, les pertes de couverture, ainsi que les coûts élevés du transport ferroviaire et de la logistique des marchandises, y compris les surcharges du carburant. Les installations d'extraction ont été favorablement touchées par le recouvrement auprès des clients des coûts engagés dans le cadre d'entretien aux installations Townsend et Gordondale et par la hausse des bénéfices aux installations d'extraction, découlant d'une hausse des différentiels de fractionnement, en partie contrebalancée par l'incidence de la baisse de l'apport perdu par suite de la vente de l'installation Aitken Creek. Le BAIIA normalisé dans le secteur Intermédiaire pour les neuf premiers mois de 2022 a aussi été touché par les ajustements favorables de certains montants comptabilisés au titre des éventualités liées à l'acquisition de Petrogas, partiellement contrebalancés par la baisse des marges des activités de commercialisation du pétrole brut, l'absence d'un paiement non récurrent lié à la résiliation d'un contrat en lien avec une entente de sous-location de wagons au troisième trimestre de 2021 et la baisse des marges des activités de commercialisation de LGN par suite de la vente à prime des volumes de LGN stockés sur le marché en 2021.

Le secteur Intermédiaire a inscrit un bénéfice avant impôts sur les bénéfices de 412 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2022, comparativement à 392 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2021. L'augmentation est surtout attribuable aux gains latents plus élevés sur des contrats de gestion du risque et à l'absence de provision avant impôts comptabilisée en lien avec la vente des activités liées au transport et au stockage aux États-Unis au premier trimestre de 2021, le tout en partie contrebalancé par les facteurs mentionnés précédemment qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé, les pertes plus élevées à la cession d'actifs et la charge d'amortissement plus élevée.

Pour les neuf premiers mois de 2022, le secteur Intermédiaire a comptabilisé une perte avant impôts d'environ 3 millions de dollars à la cession d'actifs en lien avec les charges susmentionnées engagées dans le cadre de ventes d'actifs qui ont été conclues au cours des périodes antérieures et la vente de la participation d'AltaGas dans les installations de traitement Aitken Creek au deuxième trimestre de 2022. Pour les neuf premiers mois de 2021, le secteur Intermédiaire a comptabilisé des gains avant impôts à la cession d'actifs d'environ 7 millions de dollars liés à la vente des activités liées au transport et au stockage aux États-Unis, à la vente d'autres actifs mineurs du secteur Intermédiaire et aux cessions susmentionnées comptabilisées au troisième trimestre de 2021. De plus, au cours des neuf premiers mois de 2021, le secteur Intermédiaire a comptabilisé des provisions avant impôts d'environ 57 millions de dollars (46 millions de dollars après impôts) liées principalement à la vente des activités liées au transport et au stockage aux États-Unis.

Couvertures du secteur Intermédiaire

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Volumes exposés aux différentiels de fractionnement (b/j)	9 885	9 320	10 276	10 158
Volumes de LGN couverts (b/j)	8 000	8 740	8 273	9 345
Prix moyen des volumes de LGN couverts (\$/b) ¹	34	26	34	26
Volumes d'exportation moyens couverts (b/j)	41 693	52 281	54 307	48 634
Écart moyen du prix entre le FEI et North American NGL pour les volumes couverts (\$ US/b)	15	12	17	13

1) Compte non tenu des écarts de base.

Siège social/autres

Trois mois clos les 30 septembre

Pour le secteur Siège social/autres, le BAIIA normalisé du troisième trimestre de 2022 s'est chiffré à 10 millions de dollars, comparativement à une perte de 4 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2021. L'augmentation du BAIIA normalisé s'explique surtout par la baisse des charges liées aux régimes incitatifs des employés par suite d'une baisse du cours de l'action au troisième trimestre de 2022.

Le secteur Siège social/autres a inscrit une perte avant impôts sur les bénéfices de 77 millions de dollars au troisième trimestre de 2022, comparativement à une perte de 113 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2021. La perte moins importante s'explique surtout par les facteurs mentionnés précédemment qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé et des gains de change plus élevés, le tout en partie contrebalancé par une hausse des intérêts débiteurs.

Neuf mois clos les 30 septembre

Pour le secteur Siège social/autres, le BAIIA normalisé pour les neuf premiers mois de 2022 a représenté une perte inférieure à un million de dollars, comparativement à une perte de 17 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. L'augmentation du BAIIA normalisé s'explique surtout par la baisse des charges liées aux régimes incitatifs des employés par suite de l'absence d'une hausse du cours de l'action au cours des neuf premiers mois de 2021.

Le secteur Siège social/autres a inscrit une perte avant impôts sur les bénéfices de 244 millions de dollars au troisième trimestre de 2022, comparativement à une perte de 260 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2021. La perte moins élevée s'explique surtout par les facteurs mentionnés précédemment qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé, la hausse des gains de change et le gain comptabilisé à la cession du projet de stockage d'énergie autonome en cours d'aménagement à Goleta, en Californie, au premier trimestre de 2022, le tout en partie contrebalancé par la hausse des intérêts débiteurs et la perte à la cession d'une centrale à Brush, au Colorado, au deuxième trimestre de 2022.

Pour les neuf premiers mois de 2022, le secteur Siège social/autres a comptabilisé un gain avant impôts sur des cessions d'actifs d'environ 5 millions de dollars lié à la vente d'un projet de stockage d'énergie en cours d'aménagement à Goleta, en Californie, ayant donné lieu à un gain avant impôts de 7 millions de dollars, en partie contrebalancé par une perte avant impôts de 2 millions de dollars à la vente d'une centrale à Brush, au Colorado. Au cours des neuf premiers mois de 2021, le secteur Siège social/autres avait comptabilisé une perte avant impôts d'environ 1 million de dollars sur le dernier projet de production décentralisée aux États-Unis qui avait été vendu en 2019 mais transféré à l'acheteur au cours du deuxième trimestre de 2021.

Capital investi net

Le capital investi net est une mesure non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion pour en savoir davantage.

Trois mois clos le 30 septembre 2022				
(en millions de dollars)	Services publics	Intermédiaire	Siège social/ Autres	Total
Capital investi :				
Immobilisations corporelles	234 \$	14 \$	1 \$	249 \$
Actifs incorporels	—	1	—	1
Placements à long terme	—	(3)	—	(3)
Acquisition de la tranche restante d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale	—	285	—	285
Capital investi et capital investi net	234 \$	297 \$	1 \$	532 \$

Trois mois clos le 30 septembre 2021				
(en millions de dollars)	Services publics	Intermédiaire	Siège social/ Autres	Total
Capital investi :				
Immobilisations corporelles ¹	199 \$	4 \$	1 \$	204 \$
Placements à long terme	—	1	—	1
Capital investi	199	5	1	205
Cessions :				
Cessions d'actifs	—	(1)	—	(1)
Placements comptabilisés à la valeur de consolidation	—	(3)	—	(3)
Capital investi net	199 \$	1 \$	1 \$	201 \$

1) Au cours des périodes antérieures, le capital investi capital ne comprenait aucun rajustement pour tenir compte des coûts liés au retrait d'actifs du secteur Services publics; cependant, au quatrième trimestre de 2021, la direction a commencé à rajuster ces coûts pour qu'ils soient mieux alignés sur les données relatives aux activités d'investissement des états des flux de trésorerie consolidés. Les données des périodes de comparaison ont été retraitées pour refléter ce changement.

Pour le troisième trimestre de 2022, le capital investi d'AltaGas s'est élevé à 532 millions de dollars, comparativement à 205 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2021. L'augmentation du capital investi s'explique surtout par la trésorerie payée pour acheter la tranche restante de la participation dans Petrogas, l'augmentation des acquisitions d'immobilisations corporelles liée à la hausse des dépenses consacrées au programme de remplacement accéléré des conduites, aux nouvelles activités, aux programmes d'amélioration du réseau à Washington Gas et par la hausse des dépenses en immobilisations pour entretien planifié dans le secteur Intermédiaire. Les cessions d'actifs et les placements comptabilisés à la valeur de consolidation au troisième trimestre de 2021 se rapportaient respectivement à la vente de certains actifs de distribution de propane de Petrogas et au produit au comptant au titre d'un compte d'entiercement lié à la cession du placement d'AltaGas dans Meade en 2019, qui détenait la participation indirecte hors exploitation de WGL Midstream dans Central Penn.

Le capital investi au troisième trimestre de 2022 comprenait des dépenses en immobilisations liées à l'entretien de 8 millions de dollars (1 million de dollars en 2021) dans le secteur Intermédiaire et de néant (1 million de dollars en 2021) pour les actifs d'électricité restants du secteur Siège social/autres. L'augmentation des dépenses en immobilisations pour entretien planifié dans le secteur Intermédiaire au troisième trimestre de 2022 s'explique principalement par les dépenses en immobilisations pour entretien de routine engagées aux installations de Petrogas et de Harmattan, ainsi que par la fin des arrêts pour entretien planifié aux installations de Harmattan, Townsend et Gordondale.

Pour le troisième trimestre de 2022, les flux de trésorerie tirés des activités d'investissement d'AltaGas se sont traduits par une sortie de trésorerie de 534 millions de dollars, comparativement à 263 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2021. Se reporter aux rubriques «Mesures financières non conformes aux PCGR» et «Liquidités» du présent rapport de gestion pour en savoir davantage sur les flux de trésorerie tirés des activités d'investissement d'AltaGas.

Neuf mois clos le 30 septembre 2022				
(en millions de dollars)	Services publics	Intermédiaire	Siège social/ Autres	Total
Capital investi :				
Immobilisations corporelles	552 \$	60 \$	9 \$	621 \$
Actifs incorporels	1	2	—	3
Placements à long terme	—	(2)	—	(2)
Acquisition de la tranche restante d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale	—	285	—	285
Capital investi	553	345	9	907
Cessions :				
Cessions d'actifs	—	(225)	(20)	(245)
Capital investi net	553 \$	120 \$	(11) \$	662 \$

Neuf mois clos le 30 septembre 2021				
(en millions de dollars)	Services publics	Intermédiaire	Siège social/ Autres	Total
Capital investi :				
Immobilisations corporelles ¹	471 \$	50 \$	7 \$	528 \$
Actifs incorporels	1	1	1	3
Placements à long terme	—	8	—	8
Apports de la participation ne donnant pas le contrôle	—	(1)	—	(1)
Autres	—	7	—	7
Capital investi	472	65	8	545
Cessions :				
Placements comptabilisés à la valeur de consolidation	—	(3)	—	(3)
Cessions d'actifs	—	(344)	(1)	(345)
Capital investi net	472 \$	(282) \$	7 \$	197 \$

- 1) Au cours des périodes antérieures, le capital investi capital ne comprenait aucun rajustement pour tenir compte des coûts liés au retrait d'actifs du secteur Services publics; cependant, au quatrième trimestre de 2021, la direction avait commencé à rajuster ces coûts pour qu'ils soient mieux alignés sur les données relatives aux activités d'investissement des états des flux de trésorerie consolidés. Les données des périodes de comparaison ont été retraitées pour refléter ce changement.

Pour les neuf premiers mois de 2022, le capital investi d'AltaGas s'est élevé à 907 millions de dollars, en regard de 545 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. L'augmentation du capital investi s'explique surtout par la trésorerie payée pour acheter la tranche restante de la participation dans Petrogas, l'augmentation des acquisitions d'immobilisations corporelles liée à la hausse des dépenses consacrées au programme de remplacement accéléré des conduites, aux programmes d'amélioration du réseau et aux nouvelles activités à Washington Gas et par la hausse des dépenses en immobilisations pour entretien planifié dans le secteur Intermédiaire, en partie contrebalancés par l'absence de dépenses consacrées à l'agrandissement de Nig Creek au premier semestre de 2021 et par la baisse du capital investi aux installations consolidées de Petrogas. Les cessions d'actifs pour les neuf premiers mois de 2022 avaient principalement trait au produit tiré de la vente de la participation d'AltaGas dans les installations de traitement Aitken Creek, d'une centrale à Brush, au Colorado et d'un projet de stockage d'énergie en cours d'aménagement à Goleta, en Californie. Les cessions d'actifs pour les neuf premiers mois de 2021 renvoyaient principalement à la vente des activités liées au transport et au stockage aux États-Unis et à la vente susmentionnée de certains actifs de distribution de propane de Petrogas. La cession des placements comptabilisés à la valeur de consolidation pour les neuf premiers mois de 2021 se rapportait au produit susmentionné de la cession du placement d'AltaGas dans Meade en 2019.

Le capital investi au cours des neuf premiers mois de 2022 comprenait des dépenses en immobilisations pour l'entretien planifié de 47 millions de dollars (7 millions de dollars en 2021) dans le secteur Intermédiaire et de 8 millions de dollars (6 millions de dollars en 2021) pour les actifs d'électricité restants du secteur Siège social/autres. L'augmentation des dépenses en immobilisations pour entretien planifié du secteur Intermédiaire est essentiellement liée aux dépenses en immobilisations pour entretien planifié aux installations de Harmattan, Townsend et Gordondale, ainsi qu'aux dépenses pour entretien de routine engagées aux installations de Petrogas, Harmattan, RIPET et Townsend. L'augmentation des dépenses en immobilisations liées à l'entretien du secteur Siège social/autres est essentiellement liée à l'arrêt printanier planifié à la centrale Blythe.

Pour les neuf premiers mois de 2022, les flux de trésorerie provenant des activités d'investissement d'AltaGas correspondaient à une sortie de trésorerie de 661 millions de dollars, comparativement à une entrée de fonds de 242 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2021. Se reporter aux rubriques «Mesures financières non conformes aux PCGR» et «Liquidités» du présent rapport de gestion pour en savoir davantage sur les flux de trésorerie des activités d'investissement d'AltaGas.

Liquidités

En raison de certains engagements pris avec la PSC du DC, la PSC du MD 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 MD 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.

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
(en millions de dollars)	2022	2021	2022	2021
Flux de trésorerie d'exploitation	(384) \$	209 \$	827 \$	895 \$
Activités d'investissement	(534)	(263)	(661)	(242)
Activités de financement	818	174	(104)	(542)
Augmentation (diminution) de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restrictions	(100) \$	120 \$	62 \$	111 \$

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie d'exploitation ont diminué de 68 millions de dollars pour les neuf premiers mois clos le 30 septembre 2022, comparativement à la période correspondante de 2021, en raison principalement de l'écart défavorable de la variation nette des actifs et passifs d'exploitation et de la baisse du bénéfice net après impôts (après ajustement pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie). La majeure partie de l'écart de la variation nette des actifs et des passifs d'exploitation découlait de la baisse des flux de trésorerie provenant des stocks attribuable aux fluctuations des prix des produits de base, en partie contrebalancée par la hausse des flux de trésorerie tirés des créditeurs et charges à payer attribuable aux fluctuations des prix des produits ainsi que de l'augmentation des flux de trésorerie provenant des dépôts des clients en raison d'une hausse de la garantie au comptant reçue des contreparties par suite des prix plus élevés des produits de base au cours de la période.

Fonds de roulement

(en millions de dollars, sauf le ratio du fonds de roulement)	30 septembre 2022	31 décembre 2021
Actif à court terme	4 086 \$	2 624 \$
Passif à court terme	3 760	2 657
Fonds de roulement (déficit)	326 \$	(33) \$
Ratio du fonds de roulement ¹	1,09	0,99

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

L'amélioration du fonds de roulement découle surtout du reclassement d'actifs détenus en vue de la vente liés à la vente en cours des services publics en Alaska détenus par AltaGas, de l'augmentation des stocks, des débiteurs et de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la baisse des autres passifs à court terme, le tout en partie contrebalancé par l'augmentation des créditeurs et charges à payer, la dette à court terme, la tranche échéant à moins d'un an de la dette à long terme, les passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente, les passifs de gestion du risque ainsi que les charges payées d'avance et les autres actifs à court terme. Le fonds de roulement d'AltaGas fluctue dans le cours normal des activités.

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022 ont été de 661 millions de dollars, comparativement à des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement de 242 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. Les activités d'investissement pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022 comprennent principalement un produit d'environ 245 millions de dollars lié essentiellement à la cession de la participation dans les installations de traitement Aitken Creek, un projet de stockage d'énergie autonome de 60 MW en cours d'aménagement à Goleta, en Californie, une centrale à Brush, Colorado et des distributions de placements comptabilisés à la valeur de consolidation, montant net, d'environ 2 millions de dollars, contrebalancés en partie par des dépenses d'environ 623 millions de dollars pour des immobilisations corporelles et un paiement en trésorerie d'environ 285 millions de dollars lié à l'achat de la tranche restante de la participation ne donnant pas le contrôle dans Petrogas. Les activités d'investissement pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021 comprenaient principalement un produit d'environ 345 millions de dollars tiré de la vente de la majeure partie des activités liées au transport et au stockage aux États-Unis et de la vente d'autres actifs mineurs, et au produit d'environ 3 millions de dollars tiré d'un compte d'entiercement lié à la cession du placement d'AltaGas dans Meade en 2019, le tout en partie contrebalancé par des dépenses d'environ 575 millions de dollars au titre d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels, des apports d'environ 8 millions de dollars liés à des placements comptabilisés à la valeur de consolidation et un montant de 7 millions de dollars au titre d'autres variations des activités d'investissement.

Activités de financement

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022 ont été de 104 millions de dollars, comparativement à 542 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022, les activités de financement comprennent principalement des dividendes de 256 millions de dollars, le rachat d'actions privilégiées d'un montant de 574 millions de dollars, des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle de 15 millions de dollars et le remboursement net de 422 millions de dollars aux termes de facilités de crédit, le tout en partie contrebalancé par des émissions nettes de 144 millions de dollars sur la dette à court terme et la dette à long terme, des émissions de 449 millions de dollars sur la dette à long terme, l'émission de billets hybrides subordonnés, déduction faite des frais d'émission de la dette de 544 millions de dollars et le produit d'actions émises à l'exercice d'options totalisant 26 millions de dollars. Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, les activités de financement comprenaient principalement des remboursements nets de 325 millions de dollars sur la dette à court terme et la dette à long terme, le remboursement net de 508 millions de dollars aux termes de facilités de crédit, des dividendes de 251 millions de dollars et des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle de 17 millions de dollars, le tout en partie contrebalancé par l'émission de dette à long terme de 545 millions de dollars, des apports de participations ne donnant pas le contrôle de 1 million de dollars et le produit d'actions émises à l'exercice d'options totalisant 13 millions de dollars.

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 et la dette classée comme détenue en vue de la vente) et les billets hybrides subordonnés, 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.

(en millions de dollars, sauf la dette nette sur le total de la capitalisation)	30 septembre 2022	31 décembre 2021
Dette à court terme ¹	326 \$	161 \$
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an ²	834	511
Dette à long terme ³	7 576	7 684
Billets hybrides subordonnés ^{4, 5}	544	—
Dette classée comme détenue en vue de la vente ⁶	64	—
Total de la dette	9 344	8 356
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie	(132)	(63)
Dette nette	9 212 \$	8 293 \$
Avoir des actionnaires	7 589	6 949
Participations ne donnant pas le contrôle	164	652
Total de la capitalisation	16 965 \$	15 894 \$
Dette nette sur le total de la capitalisation (%)	54	52

- 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. Au 30 septembre 2022, le solde de financement de projets exclus de la dette à court terme dans le tableau ci-dessus était de néant (8 millions de dollars au 31 décembre 2021).
- 2) Déduction faite des frais d'émission de la dette de moins de 1 million de dollars au 30 septembre 2022 (1 million de dollars au 31 décembre 2021).
- 3) Déduction faite des frais d'émission de la dette de 41 millions de dollars au 30 septembre 2022 (43 millions de dollars au 31 décembre 2021).
- 4) Les billets hybrides subordonnés de Série 1 d'un montant de 300 millions de dollars portent intérêt au taux nominal de 5,25 % et viennent à échéance le 11 janvier 2082. Ils ont été offerts aux termes du prospectus simplifié préalable de base daté du 22 février 2021 d'AltaGas, avec le complément du supplément de prospectus daté du 5 janvier 2022. Les billets hybrides subordonnés de série 2 d'un montant de 250 millions de dollars portent intérêt au taux nominal de 7,35 % et viennent à échéance le 17 août 2082. Ils ont été offerts aux termes du prospectus simplifié préalable de base daté du 22 février 2021 d'AltaGas, avec le complément du supplément de prospectus daté du 4 août 2022.
- 5) Déduction faite des frais d'émission de la dette de 6 millions de dollars au 30 septembre 2022 (néant au 31 décembre 2021).
- 6) Par suite de l'annonce de la vente des services publics en Alaska faite le 26 mai 2022, une dette connexe de 64 millions de dollars a été reclassée dans les passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente des bilans consolidés au 30 septembre 2022. Se reporter à la note 5 des états financiers intermédiaires pour plus de détails.

Au 30 septembre 2022, le total de la dette d'AltaGas se composait principalement de l'encours des billets à moyen terme de 4,3 milliards de dollars (4,3 milliards de dollars au 31 décembre 2021), de la dette à long terme de WGL et de Washington Gas de 2,6 milliards de dollars (2,4 milliards de dollars au 31 décembre 2021), reflétant les ajustements à la juste valeur à l'acquisition, de la dette à long terme de SEMCO de 677 millions de dollars (633 millions de dollars au 31 décembre 2021), dont une tranche de 64 millions de dollars est classée comme détenue en vue de la vente (néant au 31 décembre 2021), d'un montant de 773 millions de dollars emprunté aux termes des facilités de crédit bancaire (495 millions de dollars au 31 décembre 2021),

des billets hybrides subordonnés de 550 millions de dollars (néant au 31 décembre 2021) et de la dette à court terme de 326 millions de dollars (169 millions de dollars au 31 décembre 2021). En outre, AltaGas avait des lettres de crédit en cours totalisant 193 millions de dollars (245 millions de dollars au 31 décembre 2021).

Au 30 septembre 2022, le total de la capitalisation boursière d'AltaGas s'établissait à environ 7,4 milliards de dollars, soit environ 282 millions d'actions ordinaires en circulation à un cours de clôture au 30 septembre 2022 de 26,45 \$ l'action ordinaire.

Le multiple de couverture des intérêts par le bénéfice d'AltaGas pour les 12 mois clos le 30 septembre 2022 était de 1,8 fois (2,7 fois pour les 12 mois clos le 30 septembre 2021).

Facilités de crédit (en millions de dollars)	Capacité d'emprunt	Montant utilisé au 30 septembre 2022	Montant utilisé au 31 décembre 2021
Facilités de crédit à vue d'AltaGas ^{1, 2}	70 \$	— \$	34 \$
Facilités de crédit renouvelables d'AltaGas ^{1, 2}	2 300	324	375
Facilités de crédit à terme d'AltaGas ¹	450	449	—
Facilités de crédit de 150 millions de dollars américains de SEMCO Energy ^{1, 2}	206	—	120
Facilité de crédit renouvelable de 300 millions de dollars américains de WGL ^{1, 2, 3}	411	90	342
Facilité de crédit renouvelable de 450 millions de dollars américains de Washington Gas ^{1, 2, 3}	617	463	288
Facilités de crédit renouvelables de Petrogas	200	—	—
Facilités de crédit à vue de Petrogas	25	—	—
	4 279 \$	1 326 \$	1 159 \$

1) Montant prélevé au 30 septembre 2022 converti au taux en vigueur à la fin du mois, soit 1 dollar américain = 1,3707 dollar canadien (1 dollar américain = 1,2678 dollar canadien au 31 décembre 2021).

2) La totalité de la capacité d'emprunt en dollars américains a été convertie au taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain au 30 septembre 2022.

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 400 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 500 millions de dollars (467 millions de dollars au 31 décembre 2021). Au 30 septembre 2022, des lettres de crédit de 193 millions de dollars (245 millions de dollars au 31 décembre 2021) avaient été émises aux termes de ces facilités et des lettres de crédit de moins de 1 million de dollars (moins de 1 million de dollars au 31 décembre 2021) avaient été émises 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 30 septembre 2022, le papier commercial en circulation totalisait 553 millions de dollars pour WGL et Washington Gas (630 millions de dollars au 31 décembre 2021).

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 au 30 septembre 2022 et au 31 décembre 2021.

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

Ratios	Exigences des clauses restrictives	Au 30 septembre 2022
Ratio dette bancaire/structure du capital ^{1, 2}	pas plus de 65 %	moins de 52 %
Ratio BAIIA bancaire/intérêts débiteurs ^{1, 2}	pas moins de 2,5x	plus de 4,2x
Ratio dette bancaire/structure du capital (SEMCO) ^{2, 3}	pas plus de 60 %	moins de 41 %
Ratio BAIIA bancaire/intérêts débiteurs (SEMCO) ^{2, 3}	pas moins de 2,25x	plus de 9,5x
Ratio dette bancaire/structure du capital (WGL) ^{2, 4}	pas plus de 65 %	moins de 46 %
Ratio dette bancaire/structure du capital (Washington Gas) ^{2, 4}	pas plus de 65 %	moins de 51 %
Ratio dette capitalisée/BAIIA (Petrogas) ^{2, 5}	pas plus de 4,00x	moins de 0,61x
Ratio dette nette de premier rang/BAIIA (Petrogas) ^{2, 5}	pas plus de 3,00x	moins de 0,1x
Ratio de couverture des intérêts (Petrogas) ^{2, 5}	pas moins de 3,00x	plus de 7,0x

1) Calculés d'après la convention de facilité de crédit de 2,3 milliards de dollars 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.

5) Calculés d'après la convention de facilité de crédit de Petrogas.

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. Au 30 septembre 2022, un capital d'environ 1,4 milliard de dollars 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 de 2,0 milliards de dollars américains déposé le 21 janvier 2020. Ainsi, AltaGas aura accès aux marchés financiers américains au cours de la période de 25 mois de validité du prospectus préalable de base. Au 30 septembre 2022, un capital de 2,0 milliards de dollars américains restait disponible aux termes du prospectus préalable de base.

Opérations entre parties liées

Dans le cours normal de ses activités, AltaGas effectue des transactions avec ses filiales, ses sociétés satellites et ses coentreprises. La nature des transactions avec des parties liées décrites à la note 30 des états financiers consolidés annuels de 2021 n'a pas changé de façon significative.

Gestion du risque

Risques liés à la COVID-19

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. Bien que de nombreux gouvernements aient récemment assoupli les mesures mises en place en réponse à la COVID-19, compte tenu de la nature persistance et dynamique de la pandémie de COVID-19, les incidences à venir dépendront de faits nouveaux et de facteurs hors du contrôle d'AltaGas, lesquels sont incertains, évoluent constamment et ne peuvent être prédits. De nouvelles informations peuvent être publiées sur la gravité ou la durée de la pandémie, y compris les nouveaux variants de la COVID-19 et l'efficacité des vaccins, ainsi que les autres mesures prises par les gouvernements et autres organismes pour contenir ou atténuer les incidences de la COVID-19. Ces faits nouveaux peuvent comprendre des perturbations susceptibles d'avoir des répercussions défavorables sur nos clients, nos fournisseurs, les organismes de réglementation, nos activités, notre entreprise ou nos résultats financiers. AltaGas continue de prendre des mesures proactives afin de bien se préparer à faire face à l'évolution des risques et mandats de réglementation dans les territoires où elle mène ses activités. Rien ne garantit que les stratégies d'AltaGas visant à composer avec les perturbations éventuelles permettront d'atténuer ces risques ou les répercussions défavorables sur notre entreprise, nos activités et nos résultats financiers. Bien que la Société ait géré le retour du personnel à tous ses lieux de travail, son approche a toujours été et demeure fondée sur les risques et ses valeurs fondamentales. La plus grande priorité de la Société est la santé et la sécurité de ses employés, clients et sous-traitants, et des collectivités dans lesquelles elle exerce ses activités, et c'est ce qui guide tous les aspects de ses initiatives.

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

- Retour des variants de la COVID-19 : L'incapacité généralisée du personnel ou des sous-traitants d'AltaGas à remplir leurs fonctions en raison de l'incidence persistante du variant de la COVID-19 ou l'incapacité de respecter les obligations applicables en temps opportun auraient un effet négatif sur la capacité d'AltaGas à poursuivre ses activités normales.
- Retour au travail : Bien que la Société ait géré le retour du personnel à tous ses lieux de travail, l'apparition de nouvelles vagues du virus ou de ses variants pourrait forcer AltaGas à réévaluer ses modèles de travail actuels.

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

Incertitude politique, terrorisme et activisme

L'incertitude règne quant au climat politique dans le monde et 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 la santé et la sécurité, 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. Les attaques et menaces terroristes (y compris les cyberattaques), l'escalade de l'activité militaire ou des actes de guerre, les autres troubles civils ou l'activisme pourraient avoir des répercussions importantes sur la conjoncture économique en général et des incidences défavorables sur les affaires d'AltaGas. Les rumeurs ou menaces d'attaques terroristes ou d'actes de guerre, les conflits actuels auxquels participent les États-Unis ou le Canada, ou les perturbations militaires ou commerciales pourraient avoir une incidence considérable sur les activités d'AltaGas. Les cibles stratégiques, comme les actifs énergétiques, pourraient être exposées à un plus grand risque d'attaque future que d'autres cibles aux États-Unis et au Canada. De plus, les organismes gouvernementaux du Canada et des États-Unis ont envoyé un plus grand nombre d'avertissements à l'égard de cyberattaques éventuelles contre l'infrastructure critique nord-américaine. En outre, l'intensification de l'activisme environnemental contre la construction et les opérations pipelinières pourrait entraîner des retards dans les travaux, une diminution de la demande de produits et services d'AltaGas, l'augmentation des lois ou le refus d'octroyer des permis et des droits de passage, ou leur rejet. Il est possible que les facteurs qui précèdent, ou une combinaison de ceux-ci, aient une incidence néfaste sur les affaires, les activités ou les résultats financiers d'AltaGas.

Inflation

AltaGas continue de suivre de près les pressions inflationnistes sur la main-d'œuvre et les matériaux dans l'ensemble de ses activités d'exploitation et chaînes d'approvisionnement. Malgré la protection raisonnablement élevée à long terme dont profite AltaGas en raison du modèle d'exploitation fondé sur le coût du service du secteur Services publics ainsi que d'ententes d'achat ferme et d'ententes en fonction du coût du service du secteur Intermédiaire, la Société est exposée aux variations à court terme des coûts des principales ressources. AltaGas prend donc régulièrement des mesures pour gérer activement les coûts contrôlables dans l'ensemble de ses activités.

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. Au 30 septembre 2022 et au 31 décembre 2021, la juste valeur des dérivés de la Société était comme suit :

(en millions de dollars)	30 septembre 2022	31 décembre 2021
Gaz naturel	(146) \$	(91) \$
Exportations énergétiques	36	15
Différentiel de fractionnement de LGN	2	(19)
Électricité	(223)	(26)
Pétrole brut et LGN	9	(8)
Passif dérivé net	(322) \$	(129) \$

Sommaire des contrats de gestion du risque

Contrats sur les prix des produits de base

- Le différentiel de fractionnement de LGN moyen indicatif au comptant pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022 a été d'environ 35 \$/b (27 \$/b en 2021), 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 les neuf mois clos le 30 septembre 2022 a été d'environ 26 \$/b, y compris les écarts de base (13 \$/b en 2021).
- À RIPET et à Ferndale, les marges sur le prix des LGN sont principalement protégées par les programmes de couverture d'AltaGas. AltaGas est bien couverte pour le reste de 2022 alors qu'environ 74 % de ses volumes exposés aux différentiels de fractionnement prévus pour le reste de 2022 sont couverts à hauteur d'environ 38 \$/b, compte non tenu des frais de transport. En outre, environ 57 % des volumes d'exportation prévus d'AltaGas pour le reste de 2022 sont tarifés ou couverts financièrement à un prix de couverture moyen de l'écart entre le FEI et North American NGL d'environ 12 \$ US/b pour les volumes de propane et de butane non tarifés. 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.

Contrats de change

Les contrats de change à terme suivants étaient en cours au 30 septembre 2022 :

Contrats de change à terme	Montant notionnel (en millions de dollars US)	Durée	Taux de change moyen pondéré	Juste valeur (en millions de dollars)
Ventes – contrats de change à terme (\$ US)	7 \$ US	Moins de 1 mois	1,3795	10

Les contrats de change à terme suivants étaient en cours au 31 décembre 2021 :

Contrats de change à terme	Montant notionnel (en millions de dollars US)	Durée	Taux de change moyen pondéré	Juste valeur (en millions de dollars)
Achats – swaps de change	10 \$ US	Moins de 1 an	1,2640	Moins de 1 million \$

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022, AltaGas n'a comptabilisé aucun gain ni aucune perte réalisé au titre des contrats de change à terme (gain réalisé après impôts de 18 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021).

Dérivés climatiques

- Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022, AltaGas n'a comptabilisé aucun gain ni aucune perte (néant pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021) au titre des dérivés sur degrés-jours de chauffage (DJC) et des dérivés sur degrés-jours de refroidissement (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 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
(en millions de dollars)	2022	2021	2022	2021
Gaz naturel	14 \$	70 \$	41 \$	60 \$
Exportations énergétiques	(22)	(38)	33	20
Pétrole brut et LGN	(1)	(17)	6	(16)
Différentiel de fractionnement de LGN	21	(12)	21	(42)
Électricité	(9)	32	6	51
Change	—	(6)	—	(21)
	3 \$	29 \$	107 \$	52 \$

Pour plus de précisions sur les activités de gestion du risque d'AltaGas, se reporter à la note 23 des états financiers consolidés annuels de 2021 et à la note 16 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2022 et pour les trois mois et les neuf mois clos à cette date.

Dividendes

Depuis le 31 mars 2022, les dividendes sur actions ordinaires sont déclarés et versés sur une base trimestrielle. 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.

Les tableaux suivants résument l'historique des dividendes déclarés par AltaGas :

Dividendes sur actions ordinaires

Exercices clos les 31 décembre			
(en dollars par action ordinaire)	2022		2021
Premier trimestre	0,265000 \$		0,249900 \$
Deuxième trimestre	0,265000		0,249900
Troisième trimestre	0,265000		0,249900
Quatrième trimestre	—		0,249900
Total	0,795000 \$		0,999600 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série A

Exercices clos les 31 décembre			
<i>(en dollars par action privilégiée)</i>			
	2022		2021
Premier trimestre	0,191250 \$		0,191250 \$
Deuxième trimestre	0,191250		0,191250
Troisième trimestre	0,191250		0,191250
Quatrième trimestre	—		0,191250
Total	0,573750 \$		0,765000 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série B

Exercices clos les 31 décembre			
<i>(en dollars par action privilégiée)</i>			
	2022		2021
Premier trimestre	0,171920 \$		0,170690 \$
Deuxième trimestre	0,198020		0,170360
Troisième trimestre	0,260690		0,174480
Quatrième trimestre	—		0,178830
Total	0,630630 \$		0,694360 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série C¹

Exercices clos les 31 décembre			
<i>(en dollars américains par action privilégiée)</i>			
	2022		2021
Premier trimestre	0,330625 \$		0,330625 \$
Deuxième trimestre	0,330625		0,330625
Troisième trimestre	0,330625		0,330625
Quatrième trimestre	—		0,330625
Total	0,991875 \$		1,322500 \$

1) Le 30 septembre 2022, AltaGas a racheté la totalité des actions privilégiées de série C en circulation.

Dividendes sur actions privilégiées – Série E

Exercices clos les 31 décembre			
<i>(en dollars par action privilégiée)</i>			
	2022		2021
Premier trimestre	0,337063 \$		0,337063 \$
Deuxième trimestre	0,337063		0,337063
Troisième trimestre	0,337063		0,337063
Quatrième trimestre	—		0,337063
Total	1,011189 \$		1,348252 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série G

Exercices clos les 31 décembre			
<i>(en dollars par action privilégiée)</i>			
	2022		2021
Premier trimestre	0,265125 \$		0,265125 \$
Deuxième trimestre	0,265125		0,265125
Troisième trimestre	0,265125		0,265125
Quatrième trimestre	—		0,265125
Total	0,795375 \$		1,060500 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série H

Exercices clos les 31 décembre		
(en dollars par action privilégiée)	2022	2021
Premier trimestre	0,196582 \$	0,195349 \$
Deuxième trimestre	0,222950	0,195295
Troisième trimestre	0,285890	0,199690
Quatrième trimestre	—	0,204038
Total	0,705422 \$	0,794372 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série K¹

Exercices clos les 31 décembre		
(en dollars par action privilégiée)	2022	2021
Premier trimestre	0,312500 \$	0,312500 \$
Deuxième trimestre	—	0,312500
Troisième trimestre	—	0,312500
Quatrième trimestre	—	0,312500
Total	0,312500 \$	1,250000 \$

1) Le 31 mars 2022, AltaGas a racheté la totalité des actions privilégiées de série K en circulation.

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 conventions comptables d'AltaGas sont demeurées inchangées et figurent dans les notes afférentes aux états financiers consolidés annuels de 2021. 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 principales estimations comptables d'AltaGas touchent la comptabilisation des produits, les instruments financiers, l'amortissement, la comptabilisation des contrats de location, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres coûts environnementaux, l'évaluation de la dépréciation, l'évaluation des stocks, les impôts sur les bénéfices, les régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite, les actifs et passifs réglementaires, et les éventualités. Pour une analyse complète de ces estimations comptables, se reporter aux états financiers consolidés annuels et au rapport de gestion de 2021 ainsi qu'à la note 2 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2022 et pour les trois mois et les neuf mois clos à cette date.

Adoption de nouvelles normes comptables

Le 1^{er} janvier 2022, AltaGas a adopté les Accounting Standards Updates (ASU) suivantes publiées par le Financial Accounting Standards Board (FASB) :

- 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 ASU 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. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- En juillet 2021, le FASB a publié l'ASU 2021-05, *Leases (Topic 842): Lessors – Certain Leases with Variable Lease Payments*. Les modifications apportées par cette mise à jour ont une incidence sur les bailleurs dans le cadre de contrats de location dont les paiements de loyers variables ne sont pas fonction d'un indice ou d'un taux de référence, comme celui d'un contrat de location simple, qui auraient donné lieu à une perte sur vente à la date de début s'ils avaient été classés comme des contrats de location-vente ou de location-financement. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

Modifications futures de conventions comptables

En octobre 2021, le FASB a publié l'ASU 2021-08, *Business Combinations (Topic 805): Accounting for Contract Assets and Contract Liabilities from Contracts with Customers*. Selon les modifications apportées par cette mise à jour, une entité est tenue de comptabiliser et d'évaluer les actifs et passifs sur contrats acquis dans le cadre d'un regroupement d'entreprises conformément au Topic 606. Les modifications entreront en vigueur pour les exercices ouverts après le 15 décembre 2022 et doivent être appliquées de façon prospective aux regroupements d'entreprises survenant à la date d'entrée en vigueur des modifications ou ultérieurement. L'adoption de cette mise à jour ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

En novembre 2021, le FASB a publié l'ASU 2021-10, *Government Assistance (Topic 832): Disclosures by Business Entities about Government Assistance*. Selon les modifications apportées par cette mise à jour, les opérations avec une entité gouvernementale doivent être présentées annuellement, en particulier la nature des opérations, la méthode de comptabilisation de l'aide gouvernementale, les postes concernés des états financiers et les modalités importantes de l'entente. Les modifications sont en vigueur pour les exercices ouverts après le 15 décembre 2021 et peuvent être appliquées de façon prospective à toutes les nouvelles opérations avec un gouvernement conclues après la date d'application ou de façon rétrospective à ces opérations. L'adoption de cette mise à jour ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

En mars 2022, le FASB a publié l'ASU 2022-01, *Derivatives and Hedging (Topic 815): Fair Value Hedging - Portfolio Layer Method*. Les modifications apportées par cette mise à jour permettront l'inclusion d'actifs financiers non susceptibles de remboursement anticipé dans un portefeuille fermé faisant l'objet d'une couverture au moyen de la méthode de la strate résiduelle et favoriseront la comptabilisation uniforme des strates couvertes uniques ou multiples. Ces modifications sont en vigueur pour les exercices ouverts après le 15 décembre 2022 et doivent être appliquées de manière rétrospective modifiée. L'application anticipée est permise. L'adoption de cette mise à jour ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

En mars 2022, le FASB a publié l'ASU 2022-02, *Financial Instruments - Credit Losses (Topic 326): Troubled Debt Restructurings and Vintage Disclosures*. Les modifications apportées par cette mise à jour élimineront les indications comptables relatives à la restructuration de la dette d'un débiteur en difficulté par un créancier tout en améliorant les obligations d'informations à fournir à l'égard du refinancement et de la restructuration de prêts par des créanciers lorsqu'un emprunteur éprouve des difficultés financières, et exigeront la présentation d'information sur les radiations de la période considérée selon l'année de création des créances de financement et des investissements nets dans des contrats de location. Ces modifications sont en vigueur pour les exercices ouverts après le 15 décembre 2022 et doivent être appliquées de manière prospective, mais peuvent être appliquées sur une base rétrospective modifiée pour la méthode de transition liée à la comptabilisation et à l'évaluation de la restructuration de la dette d'un débiteur en difficulté. L'adoption de cette mise à jour ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

En juin 2022, le FASB a publié l'ASU 2022-03, *Fair Value Measurement (Topic 820) : Fair Value Measurement of Equity Securities Subject to Contractual Sale Restrictions*. Les modifications apportées par cette mise à jour précisent qu'une restriction contractuelle sur la vente d'un titre de capitaux propres n'est pas considérée comme faisant partie de l'unité de comptabilisation, et par conséquent, elle n'est pas prise en compte dans l'évaluation de la juste valeur. De plus, une entité ne peut pas, à titre d'unité de comptabilisation distincte, comptabiliser une restriction contractuelle sur une vente. Les titres de capitaux propres qui font l'objet de restrictions contractuelles sur la vente exigent également la présentation de certaines informations supplémentaires. Les modifications entreront en vigueur pour les exercices ouverts après le 15 décembre 2023 et doivent être appliquées de façon prospective avec des ajustements découlant de l'adoption de cette mise à jour comptabilisés en résultats. L'adoption de cette mise à jour ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

En septembre 2022, le FASB a publié l'ASU 2022-04, *Liabilities (Subtopic 405-50) - Supplier Finance Programs*. Les modifications apportées par cette mise à jour exigeront d'un acheteur participant à un programme de financement de fournisseurs qu'il présente les principales modalités du programme, le montant en souffrance à la fin de la période, un suivi de cette obligation pendant la période et le poste sous lequel l'obligation est présentée au bilan. Les modifications entreront en vigueur pour les exercices ouverts après le 15 décembre 2022, à l'exception de la modification aux procédures de suivi qui entrera en vigueur pour les exercices ouverts après le 15 décembre 2023. Les modifications doivent être appliquées de façon rétrospective, à l'exception de la modification aux procédures de suivi qui est appliquée de façon prospective. L'adoption de cette mise à jour ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

Arrangements hors bilan

AltaGas n'a pas conclu d'arrangements hors bilan importants au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2022. Pour plus d'information sur les arrangements hors bilan, se reporter aux états financiers consolidés audités et au rapport de gestion au 31 décembre 2021 et pour l'exercice clos à cette date.

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 la période couverte par le présent rapport de gestion, 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.

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.

Informations sur les actions

Au 21 octobre 2022	
Émises et en circulation	
Actions ordinaires	281 518 948
Actions privilégiées	
Série A	6 746 679
Série B	1 253 321
Série E	8 000 000
Série G	6 885 823
Série H	1 114 177
Émises	
Options sur actions	7 235 561
Options sur actions exerçables	5 183 242

Sommaire des résultats consolidés des huit derniers trimestres¹

(en millions de dollars)	T3-22	T2-22	T1-22	T4-21	T3-21	T2-21	T1-21	T4-20
Total des produits	3 056	3 241	3 892	3 140	2 339	2 009	3 085	1 689
BAIIA normalisé ²	233	276	574	334	239	227	671	392
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	(48)	35	357	(156)	25	24	337	48
(en dollars par action)	T3-22	T2-22	T1-22	T4-21	T3-21	T2-21	T1-21	T4-20
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire								
De base	(0,17)	0,12	1,27	(0,56)	0,09	0,09	1,21	0,17
Dilué	(0,17)	0,12	1,26	(0,56)	0,09	0,09	1,20	0,17
Dividendes déclarés	0,27	0,27	0,27	0,25	0,25	0,25	0,25	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. Les données des périodes précédentes ont été ajustées pour refléter un changement de la composition du BAIIA normalisé au troisième trimestre de 2022. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion.

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 canadien/américain, 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 :

- l'incidence de l'acquisition de la participation additionnelle dans Petrogas au quatrième trimestre de 2020;
- l'incidence de la vente des activités liées au transport et au stockage aux États-Unis au deuxième trimestre de 2021;
- l'incidence de la vente de la participation d'AltaGas dans les installations de traitement Aitken Creek au deuxième trimestre de 2022.

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. 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 :

- des coûts de transaction après impôts et des éventualités acquises d'environ 28 millions de dollars en raison de l'acquisition de Petrogas et de la vente d'autres actifs;

- 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 de l'acquisition de la participation additionnelle dans Petrogas au quatrième trimestre de 2020;
- l'incidence de la vente des activités liées au transport et au stockage aux États-Unis au deuxième trimestre de 2021;
- la provision après impôts d'environ 43 millions de dollars comptabilisée en 2021 liée à la vente des activités liées au transport et au stockage aux États-Unis;
- la provision après impôts sur des placements comptabilisés à la valeur de consolidation d'environ 209 millions de dollars enregistrée au quatrième trimestre de 2021 relativement aux placements d'AltaGas dans MVP, qui comprend les projets MVP et MVP Southgate;
- le gain à la vente du projet de stockage d'énergie en cours d'aménagement à Goleta, en Californie au premier trimestre de 2022;
- la perte sur le rachat des actions privilégiées de série K le 31 mars 2022;
- les ajustements favorables de certains montants comptabilisés en lien avec l'acquisition de Petrogas au deuxième trimestre de 2022;
- la perte sur le rachat des actions privilégiées de série C libellées en dollars américains en septembre 2022, y compris l'effet de change connexe.

AUTRES RENSEIGNEMENTS

DÉFINITIONS

b/j	baril par jour
gpc	milliard de pieds cubes
décatherme	décatherme
GJ	gigajoule
GWh	gigawattheure
mmpc	million 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 nord-américaine de premier plan qui relie les LGN et le gaz naturel aux marchés canadiens et mondiaux. 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.

Pour en savoir davantage, visitez www.altagas.ca ou communiquez avec :

Jon Morrison

Vice-président principal, Relations avec les investisseurs et développement commercial
Jon.Morrison@altagas.ca

Adam McKnight

Directeur, Relations avec les investisseurs
Adam.McKnight@altagas.ca

Investisseurs

1-877-691-7199
investor.relations@altagas.ca

Médias

1-403-206-2841
media.relations@altagas.ca