

ALTAGAS LTD.

Notice annuelle

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021

Le 3 mars 2022

TABLE DES MATIÈRES

RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX	2
INFORMATION PROSPECTIVE	2
STRUCTURE DE LA SOCIÉTÉ	4
APERÇU DE L'ENTREPRISE	6
EMPREINTE GÉOGRAPHIQUE D'ALTAGAS	7
ÉVOLUTION GÉNÉRALE DES ACTIVITÉS D'ALTAGAS	8
ÉVOLUTION DE L'ENTREPRISE DE SERVICES PUBLICS D'ALTAGAS	8
ÉVOLUTION DE L'ENTREPRISE INTERMÉDIAIRE D'ALTAGAS	11
ÉVOLUTION DU SECTEUR SIÈGE SOCIAL/AUTRES D'ALTAGAS	12
ACTIVITÉS DE LA SOCIÉTÉ	13
ENTREPRISE DE SERVICES PUBLICS	13
ENTREPRISE INTERMÉDIAIRE	33
SECTEUR SIÈGE SOCIAL/AUTRES	53
STRUCTURE DU CAPITAL	56
GÉNÉRALITÉS	58
EMPLOYÉS	58
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	58
HAUTS DIRIGEANTS	62
COMITÉ D'AUDIT	63
FACTEURS DE RISQUE	64
ENVIRONNEMENT, RESPONSABILITÉ SOCIALE ET GOUVERNANCE	83
DIVIDENDES	89
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	90
NOTES DE CRÉDIT	93
CONTRATS IMPORTANTS	95
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	95
POURSUITES	95
APPLICATION DE LA LOI	95
INTÉRÊTS DES EXPERTS	96
INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE	96
AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES	96
CONVERSION MÉTRIQUE	96
GLOSSAIRE	97
ANNEXE A : RÈGLES DU COMITÉ D'AUDIT	106

RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX

À moins d'indication contraire, l'information contenue dans la présente notice annuelle est arrêtée en date du 31 décembre 2021 et le terme « dollar » désigne le dollar canadien. L'information financière est présentée conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis. On trouvera sous la rubrique « Glossaire » la définition de certains termes et la signification de certaines abréviations figurant dans la présente notice annuelle.

INFORMATION PROSPECTIVE

La présente notice annuelle contient de l'information prospective (les « déclarations prospectives »), signalée par des termes comme « prévoir », « pouvoir », « s'attendre à », « croire », « chercher à », « se proposer de », « envisager de », « estimer », « mettre l'accent sur », « s'efforcer de », « projet », « cible », « possible », « objectif », « continuer », « perspectives », « vision », « occasion », éventuellement employés au futur ou au conditionnel, et d'autres expressions semblables faisant état de faits ou de résultats à venir et portant sur la Société ou un membre de son groupe. En particulier, la notice annuelle contient des déclarations prospectives se rapportant aux objectifs commerciaux, à la croissance, aux résultats d'exploitation, au rendement, aux projets commerciaux, aux débouchés et aux résultats financiers de la Société.

Plus particulièrement, les déclarations prospectives contenues dans le présent document concernent notamment la stratégie, les priorités et l'orientation de la Société relativement à ses secteurs Services publics et Intermédiaire; les priorités stratégiques de la Société pour 2022; le rachat d'actions par la Société; le moment des dépôts, procédures et décisions réglementaires d'importance dans le secteur Services publics; la durée des ordonnances des autorités de réglementation des services publics concernant l'état d'urgence sanitaire pour lutter contre la crise de COVID-19; les dépenses d'investissement prévues, les occasions de croissance et d'expansion futures prévues; le calendrier prévu des coûts liés aux engagements de fusion; les niveaux NGQSS applicables à Washington Gas; les obligations éventuelles de Washington Gas en matière de remise en état des biens immobiliers; les dates d'entrée en service et d'achèvement des projets et des opérations actuels de l'entreprise intermédiaire; et les dates d'entrée en vigueur prévues des lois importantes sur l'environnement.

Ces déclarations font état de risques, d'incertitudes et d'autres facteurs connus et inconnus pouvant faire en sorte que les résultats et les faits réels diffèrent considérablement de ceux qui ont été exprimés ou sous-entendus dans ces déclarations. Elles indiquent les attentes, les estimations et les projections actuelles d'AltaGas à propos de faits à venir d'après certaines hypothèses et certains facteurs importants établis au moment où les déclarations ont été faites. Les hypothèses importantes portent notamment sur la durée et les effets attendus de la pandémie de COVID-19; l'offre, la demande et les prix attendus des marchandises; les volumes et les tarifs; les taux de change; l'inflation; les taux d'intérêt; les notes de crédit; les approbations et politiques réglementaires; les coûts d'exploitation et d'immobilisations futurs; les dates d'achèvement des projets; la capacité, ainsi que les résultats des négociations de contrats commerciaux importants.

Les déclarations prospectives d'AltaGas sont exposées à des risques et incertitudes capables d'entraîner des différences dans les résultats ou les faits par rapport aux attentes actuelles, en ce qui concerne par exemple les risques concernant la COVID-19; la santé et sécurité; l'exploitation, l'approvisionnement en gaz naturel; le volume débité, l'infrastructure; les interruptions de service; la cybersécurité, les systèmes informatiques et les systèmes de contrôle; le climat, y compris la tarification du carbone; la réglementation; les litiges; les modifications apportées aux lois; l'incertitude politique et les

troubles civils; les coûts des fermetures, des abandons et des remises en état; la réputation; les données météorologiques; les droits des Autochtones et les droits issus de traités; les marchés des capitaux et la liquidité; la conjoncture économique; le crédit interne; les taux de change; l'intégration de Petrogas; le financement par emprunt, le refinancement et le service de la dette; les taux d'intérêt; la contrepartie et le fournisseur; les incidents touchant les systèmes et les procédés techniques; la dépendance envers certains partenaires; la stratégie de croissance; la construction et la mise en valeur; le transport de produits pétroliers; les pertes sous-assurées ou non assurées; l'incidence de la concurrence sur les activités d'AltaGas; le crédit de contrepartie; le marché; la composition; les garanties; les accords déclaratoires; le cours des actions ordinaires et des autres titres; la fluctuation des dividendes; les ventes éventuelles d'actions supplémentaires; les relations de travail; le personnel clé; les coûts et limitations de la gestion des risques; les engagements pris envers les autorités de réglementation pour faire approuver l'acquisition de WGL; les coûts des prestations de retraite offertes; l'échec des fournisseurs de service; et les autres facteurs décrits à la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle.

De nombreux facteurs pourraient faire en sorte que les résultats, le rendement ou les réalisations réels d'AltaGas ou d'un secteur de l'entreprise en particulier diffèrent de ceux indiqués dans la notice annuelle, en particulier les facteurs mentionnés ci-dessus et la possibilité que les hypothèses sur lesquelles ils sont fondés soient inexactes. Ces facteurs ne devraient pas être considérés comme exhaustifs. Si un ou plusieurs de ces risques ou incertitudes se concrétisaient ou si les hypothèses sous-jacentes aux déclarations prospectives se révélaient inexactes, les résultats réels pourraient différer considérablement des résultats escomptés, prévus, envisagés, recherchés, proposés, estimés, projetés, attendus ou visés indiqués dans la notice annuelle, auxquels il ne faut pas accorder une confiance excessive. L'effet d'une hypothèse, d'un risque, d'une incertitude ou d'un autre facteur donné sur une déclaration prospective en particulier ne peut pas être établi avec certitude, étant donné leur interdépendance, et les décisions et mesures prises par AltaGas à l'avenir dépendront de l'évaluation faite par la direction de toute l'information au moment en cause. Ces déclarations sont valables uniquement en date de la notice annuelle. AltaGas n'a pas l'intention de les mettre à jour et n'y est pas tenue, sauf si la loi l'exige. Les déclarations prospectives contenues dans la notice annuelle sont présentées expressément sous réserve du présent avertissement.

L'information financière prospective contenue dans la notice annuelle concernant les résultats d'exploitation, la situation financière ou les flux de trésorerie prospectifs est fondée sur des hypothèses à propos de l'avenir, notamment quant à la conjoncture et aux plans d'action proposés, en fonction de l'évaluation que fait la direction des renseignements pertinents actuellement disponibles. Les lecteurs sont priés de noter que l'information financière prospective contenue dans la notice annuelle ne devrait pas être utilisée à des fins autres que celles pour lesquelles elle est communiquée aux présentes.

STRUCTURE DE LA SOCIÉTÉ

Constitution

AltaGas est une société canadienne issue d'une fusion réalisée le 1^{er} janvier 2020 sous le régime de la LCSA. AltaGas et/ou les sociétés dont elle est aux droits ont commencé à exercer leurs activités à Calgary (Alberta) le 1^{er} avril 1994 et AltaGas maintient toujours son siège social et principal établissement à Calgary (Alberta), au 1700, 355 – 4th Avenue SW, Calgary (Alberta) T2P 0J1. AltaGas est une société ouverte, dont les actions ordinaires sont inscrites aux fins de négociations à la cote de la TSX sous le symbole « ALA ».

Statuts modifiés

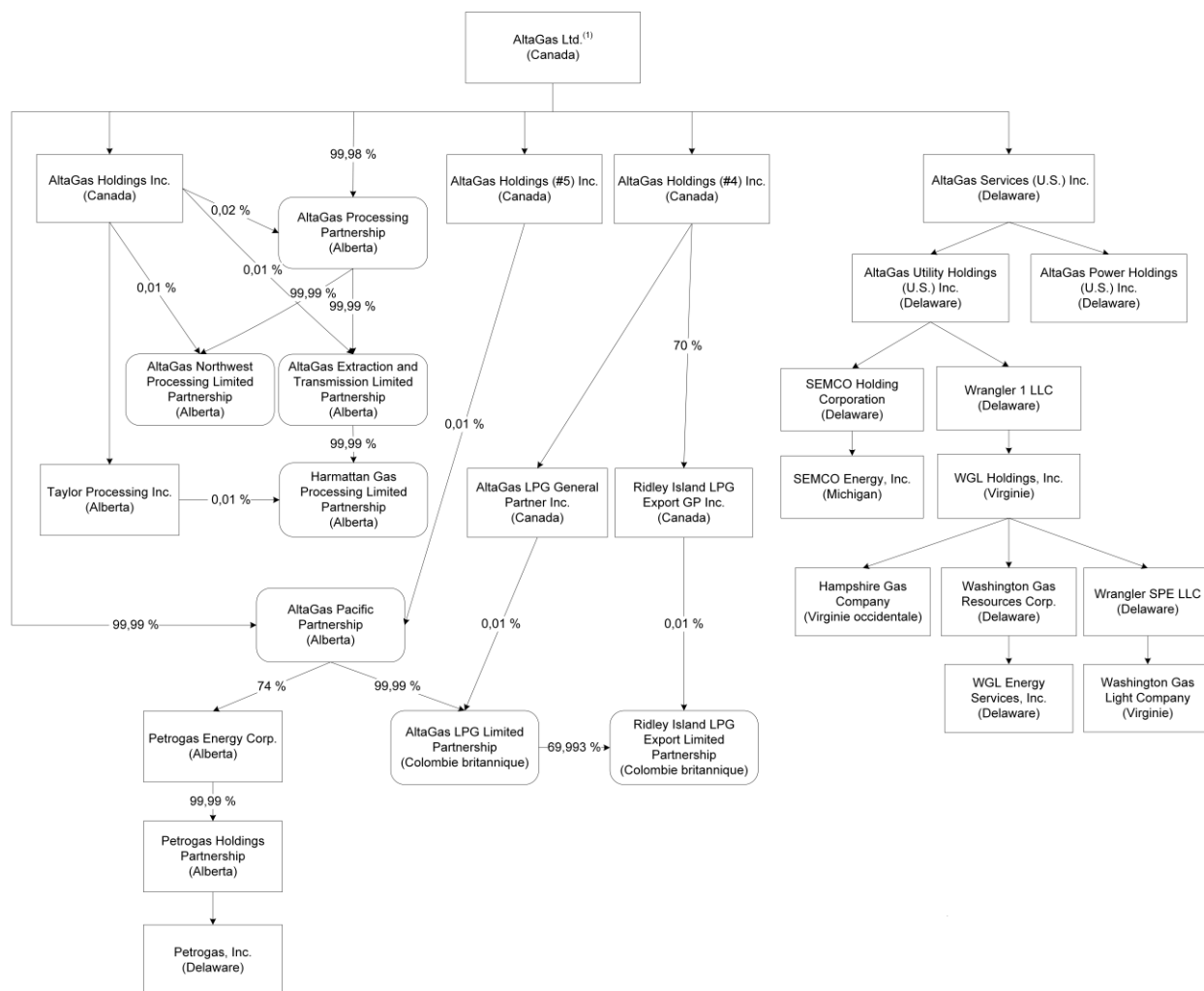
Le 1^{er} juillet 2010, AltaGas a déposé des clauses d'arrangement en vertu de la LCSA pour donner effet à la fusion d'AltaGas Ltd., d'AltaGas Conversion Inc. et d'AltaGas Conversion #2 Inc. qui a vu la création d'AltaGas. Après le dépôt des clauses d'arrangement, AltaGas a déposé des clauses modificatrices qui faisaient état de la création de chaque série d'actions privilégiées aux dates suivantes : (i) le 13 août 2010, création de la première série d'actions privilégiées, des actions de série A, de la deuxième série d'actions privilégiées et des actions de série B; (ii) le 1^{er} juin 2012, création de la troisième série d'actions privilégiées, des actions de série C, de la quatrième série d'actions privilégiées et des actions de série D; (iii) le 9 décembre 2013, création de la cinquième série d'actions privilégiées, des actions de série E, de la sixième série d'actions privilégiées et des actions de série F; (iv) le 27 juin 2014, création de la septième série d'actions privilégiées, des actions de série G, de la huitième série d'actions privilégiées et des actions de série H; (v) le 17 novembre 2015, création de la neuvième série d'actions privilégiées, des actions de série I, de la dixième série d'actions privilégiées et des actions de série J; (vi) le 15 février 2017, création de la onzième série d'actions privilégiées, des actions de série K, de la douzième série d'actions privilégiées et des actions de série L. Le 1^{er} janvier 2020, AltaGas a déposé des statuts de fusion pour donner effet à sa fusion avec ses filiales hors exploitation AltaGas Investment Ltd., 11801376 Canada Ltd. et Northwest Triumph Contracting Ltd. Le 7 janvier 2022, AltaGas a déposé des statuts de modification en vue de créer la treizième série d'actions privilégiées, série 2022-A.

Filiales

Les entreprises d'AltaGas sont exploitées par la Société et plusieurs de ses filiales, notamment AltaGas Services (U.S.) Inc., AltaGas Utility Holdings (U.S.) Inc., WGL Holdings, Inc. (WGL), Wrangler 1 LLC, Wrangler SPE LLC, Washington Gas Resources Corporation, WGL Energy Services, Inc. (WGL Energy Services) et SEMCO Holding Corporation; en ce qui concerne l'entreprise de services publics, Washington Gas Light Company (Washington Gas), Hampshire Gas Company et SEMCO Energy, Inc. (SEMCO); et, en ce qui concerne l'entreprise 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. Dans le 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 réglementé en Alaska sous la dénomination Cook Inlet Natural Gas Storage Alaska LLC (CINGSA).

Liens intersociétés

L'organigramme suivant indique la dénomination et le territoire de constitution de certaines filiales d'AltaGas à la date de la présente notice annuelle. Il ne présente pas toutes les filiales d'AltaGas. Les actifs et les produits globaux des filiales exclues n'excèdent pas individuellement 10 % et dans l'ensemble 20 % des actifs consolidés totaux ou des produits consolidés totaux d'AltaGas en date du 31 décembre 2021 et pour l'exercice clos à cette date.



Notes :

- (1) Mis à jour à la date de la présente notice annuelle.
- (2) Sauf indication contraire, la propriété est de 100 %.

APERÇU DE L'ENTREPRISE

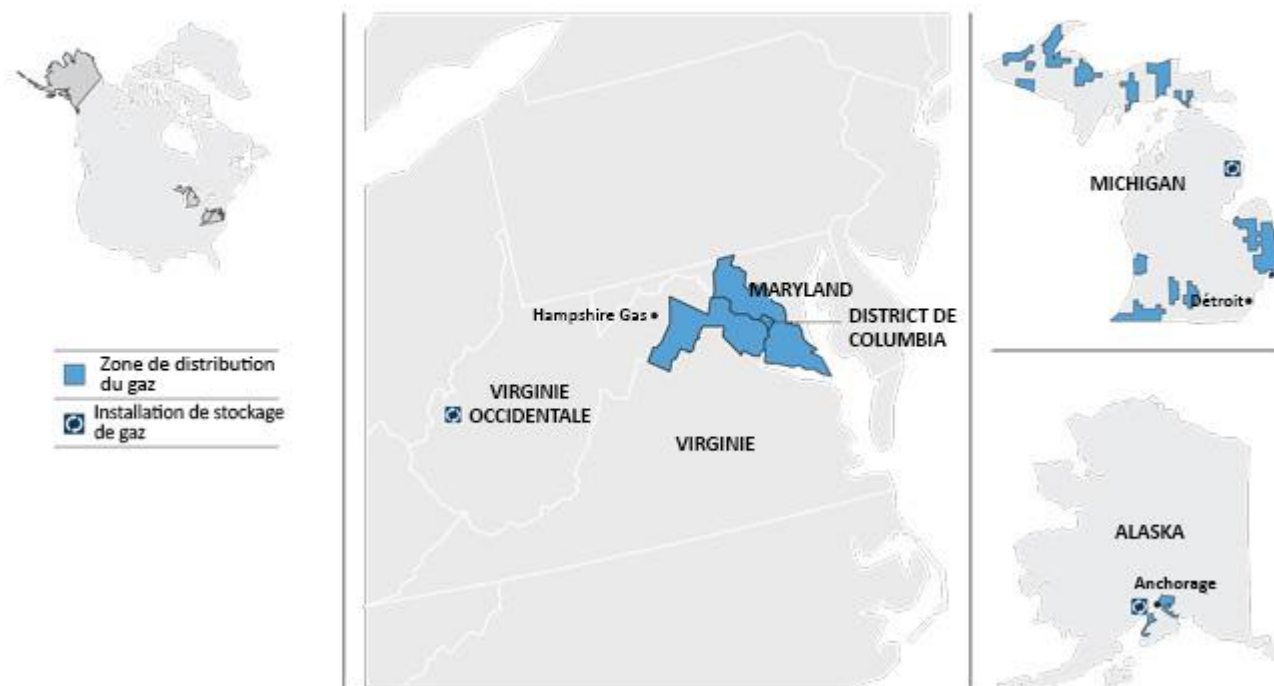
AltaGas est un chef de file des infrastructures d'énergie qui assure l'acheminement du gaz naturel et de LGN sur les marchés à l'échelle nationale et internationale. La Société exploite une entreprise diversifiée d'infrastructures énergétiques à faible risque et à forte croissance afin de dégager une valeur résiliente et durable pour ses parties prenantes.

Les secteurs d'exploitation d'AltaGas sont les suivants :

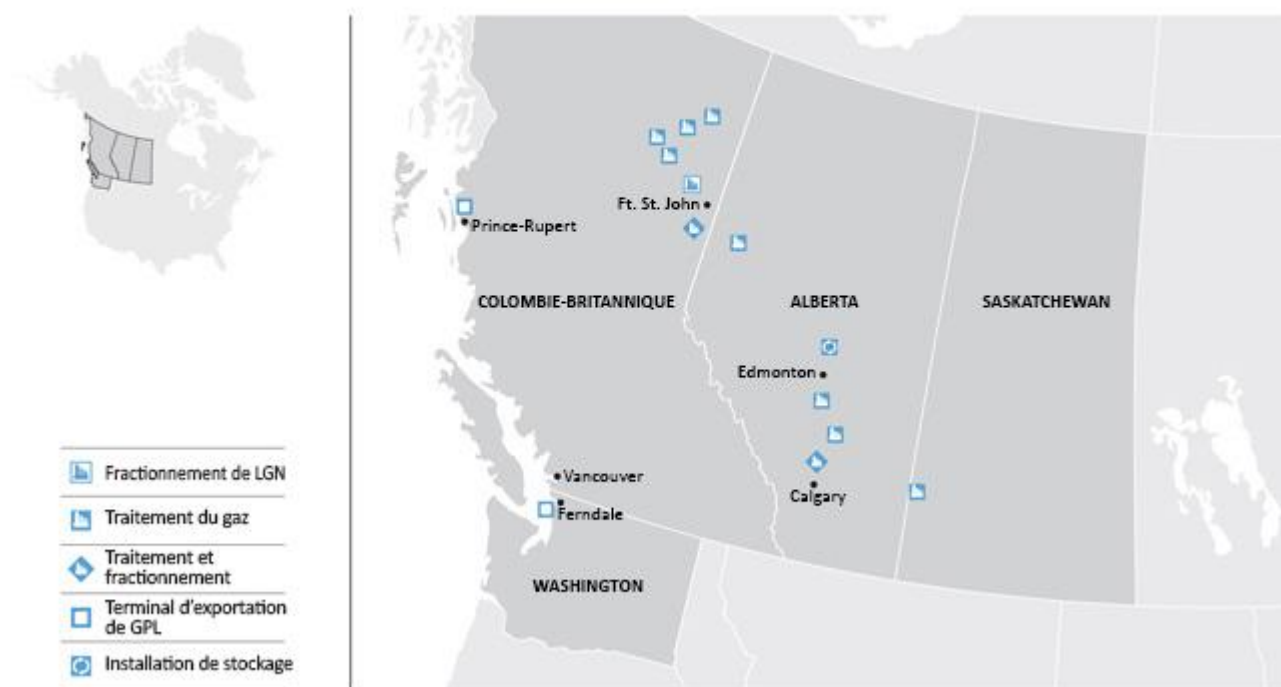
- le secteur Services publics, qui possède et exploite des services publics de distribution et de stockage de gaz naturel franchisés, au coût du service et à tarifs réglementés, qui fournissent une énergie sûre, fiable et abordable à environ 1,7 million de clients résidentiels et commerciaux. Cela comprend l'exploitation de quatre services publics actifs dans cinq grands territoires américains formant une base tarifaire moyenne en 2021 d'environ 4,7 milliards de dollars américains. Le secteur Services publics comprend également des installations de stockage et des contrats de transport et de stockage de gaz naturel interétatiques, ainsi que le segment affilié de commercialisation au détail de l'énergie, qui vend du gaz naturel et de l'électricité directement à environ 0,5 million de clients résidentiels, commerciaux et industriels situés au Maryland, en Virginie, au Delaware, en Pennsylvanie, en Ohio et dans le district de Columbia;
- le secteur intermédiaire, plateforme nord-américaine de premier plan qui relie les clients et les marchés de la tête de puits aux voies maritimes et au-delà. Les trois piliers du secteur intermédiaire comprennent : 1) les exportations mondiales, qui comprennent les deux terminaux d'exportation de GPL d'AltaGas; 2) la collecte et l'extraction de gaz naturel; et 3) le fractionnement et la manipulation des liquides. Le secteur intermédiaire d'AltaGas comprend également ses activités de commercialisation du gaz naturel et des LGN, la logistique nationale, les terminaux de camionnage et de transport ferroviaire et la capacité de stockage de liquides. L'ajout de Petrogas a généré des produits d'environ 4,7 milliards de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Le secteur Siège social/autres comprend les activités du siège social d'AltaGas et un petit portefeuille d'actifs de production et de distribution d'électricité alimentés au gaz pouvant produire 578 MW d'électricité en Californie et au Colorado.

Services publics



Secteur intermédiaire



ÉVOLUTION GÉNÉRALE DES ACTIVITÉS D'ALTAGAS

Le texte qui suit résume les principaux faits nouveaux, les acquisitions et ventes, les projets de construction et les autres ententes commerciales qui n'ont pas été mentionnés précédemment, ventilés par secteur d'activité, et qui ont eu une incidence sur l'évolution des secteurs d'activité de la Société au cours des trois derniers exercices.

Secteur des Services publics

- Le 15 octobre 2019, la PSC du Maryland a publié une ordonnance définitive dans laquelle elle approuvait l'entente de règlement de Washington Gas relative à la demande tarifaire récente, qui tenait compte de l'augmentation des tarifs de base de 27 millions de dollars américains en vigueur le 15 octobre 2019.
- Le 6 décembre 2019, la MPSC a approuvé par ordonnance définitive l'entente de règlement de SEMCO Gas relative à la demande tarifaire récente, qui appliquait une augmentation des tarifs de base d'environ 20 millions de dollars américains à compter du 1^{er} janvier 2020. Voir « Activités de la Société – Entreprise de services publics – SEMCO Gas – Évolution de la réglementation et demandes aux autorités ».
- Le 16 mars 2020, le Council of the District of Columbia a adopté une loi interdisant de couper les services d'électricité et de gaz aux clients en défaut de paiement en temps d'urgence sanitaire liée au coronavirus. Le moratoire a pris fin en octobre 2021, mais Washington Gas continue de suspendre les coupures de service jusqu'à ce que la PSC du DC les autorise. Le 19 avril 2021, Washington Gas a déposé une proposition de PGA visant à aider les clients à réduire les arriérés liés à la COVID-19, à mettre les comptes à jour, à améliorer le comportement

de paiement et à éviter les déconnexions. La PSC du DC a approuvé le PGA le 9 août 2021 et en a entrepris la mise en œuvre le 1^{er} novembre 2021. Voir « Activités de la Société - Entreprise de services publics - Washington Gas - Évolution de la réglementation et demandes aux autorités ».

- Le 16 mars 2020, le gouverneur du Maryland a publié un décret ordonnant aux services publics réglementés de cesser les coupures et l'imposition de frais de retard pour les clients résidentiels. Bien que le moratoire ait pris fin en novembre 2021, Washington Gas continue de suspendre les activités de relance et de coupures de service jusqu'à ce que certains seuils de service à la clientèle aient été atteints pendant trois mois consécutifs. Le 15 février 2021, l'assemblée générale du Maryland a adopté la RELIEF Act afin d'aider les clients résidentiels du Maryland dont les comptes sont en souffrance. Le 15 juin 2021, la PSC du Maryland a rendu une ordonnance attribuant une somme de 5,7 millions de dollars américains à Washington Gas qui sera reflétée sur les factures des clients. Ces fonds ont tous été affectés aux comptes des clients. Voir « Activités de la Société – Entreprise de services publics – Washington Gas – Évolution de la réglementation et demandes aux autorités ».
- Le 16 mars 2020, la SCC de Virginie a publié un décret interdisant de couper les services d'électricité, de gaz, d'eau et d'égout pendant la crise sanitaire liée au coronavirus. Les moratoires ont pris fin le 30 juin 2021. Le 8 décembre 2020, Washington Gas a reçu la somme de 7,7 millions de dollars américains dans le cadre du Virginia CARES Relief Funding Award, à appliquer au remboursement des arriérés des clients. En août 2021, l'assemblée générale de la Virginie a affecté 120 millions de dollars américains de fonds ARPA à titre d'aide financière directe aux clients des services publics résidentiels ayant des arriérés de plus de 60 jours au 31 août 2021. Le 6 décembre 2021, Washington Gas a reçu 6,9 millions de dollars américains en fonds ARPA qui seront appliqués aux arriérés des clients. Voir « Activités de la Société – Entreprise de services publics – Washington Gas – Évolution de la réglementation et demandes aux autorités ».
- Le 31 mars 2020, l'Office d'investissement des régimes de pensions du secteur public et l'Alberta Teachers' Retirement Fund Board ont fait l'acquisition de toutes les actions ordinaires émises et en circulation d'ACI pour un montant de 33,50 \$ par action. AltaGas était propriétaire de 11 025 000 actions ordinaires d'ACI (environ 37 %) et a reçu un produit en espèces d'environ 369 millions de dollars à la clôture.
- Le 10 avril 2020, le gouverneur de l'Alaska a signé le projet de loi du Sénat 241, qui permet aux services publics certifiés d'enregistrer un actif réglementaire au titre des coûts extraordinaires et des factures de services publics résidentiels non recouvrables qui découlent de l'état d'urgence sanitaire liée à la COVID-19 déclaré par le gouverneur le 11 mars 2020. En 2021, ENSTAR a obtenu un financement d'environ 1,2 million de dollars américains aux termes de la CARES Act des villes d'Anchorage, de Palmer, de Wasilla et de Mat-Su Borough. Voir « Activités de la Société – Entreprise de services publics – ENSTAR – Évolution de la réglementation et demandes aux autorités ».
- Le 15 avril 2020, la MPSC a rendu une ordonnance autorisant les services publics à comptabiliser un actif réglementaire pour tenir compte des mauvaises créances excédant les tarifs approuvés. Le 18 février 2021, la MPSC a rendu une ordonnance exigeant du personnel de la MPSC qu'il crée un groupe de travail sur l'accessibilité et l'abordabilité énergétiques afin de coordonner les efforts et de trouver des efficiences entre le groupe de travail sur la RDE pour les familles à faible revenu (EWR Low-Income workgroup) et le groupe de travail sur le programme d'assistance énergétique mensuelle (Monthly Energy Assistance Program workgroup). Voir « Activités de la Société – Entreprise de services publics – SEMCO Gas – Évolution de la réglementation et demandes aux autorités ».

- Le 24 février 2021, la PSC du DC a approuvé l'entente de règlement de Washington Gas relative à la demande tarifaire récente, qui appliquait une augmentation des tarifs de base d'environ 20 millions de dollars américains à compter du 1^{er} avril 2021. Voir « Activités de la Société – Entreprise de services publics – Washington Gas – Évolution de la réglementation et demandes aux autorités ».
- Le 9 avril 2021, la PSC du Maryland a rendu une ordonnance définitive confirmant la décision de la division PULJ dans la récente demande tarifaire de Washington Gas, qui appliquait une augmentation des tarifs de base d'environ 13 millions de dollars américains à compter du 26 mars 2021. Voir « Activités de la Société – Entreprise de services publics – Washington Gas – Évolution de la réglementation et demandes aux autorités ».
- Le 1^{er} juillet 2021, CINGSA a déposé une demande tarifaire auprès de la RCA afin d'obtenir l'approbation d'une augmentation des produits d'environ 1,9 million de dollars américains fondée sur une base tarifaire de 105,5 millions de dollars américains, un RCP de 11,9 % et un ratio des capitaux propres de 59,99 %. Voir « Activités de la Société – Entreprise de services publics – ENSTAR et CINGSA – Évolution de la réglementation et demandes aux autorités ».
- Le 1^{er} juillet 2021, SEMCO a soumis à l'approbation de la MPSC son plan de RDE de 2022-2023, une forme de programme d'efficacité énergétique pour ses clients. SEMCO prévoit consacrer environ 30 millions de dollars américains à la réduction des déchets énergétiques en 2022 et 2023 afin d'atteindre un objectif combiné d'économies d'énergie pour la première année d'environ 10,1 millions d'unités thermales. Voir « Activités de la Société – Entreprise de services publics – SEMCO Gas – Évolution de la réglementation et demandes aux autorités ».
- Le 15 septembre 2021, la PSC du DC a rendu une ordonnance enjoignant à Washington Gas de soumettre un plan de mesures correctives afin de rendre Washington Gas conforme aux NGQSS en ce qui a trait aux délais de réponse aux appels. Washington Gas se conformait aux paramètres de service NGQSS pour la réponse aux appels et l'abandon d'appels en janvier 2022 et prévoit maintenir les niveaux NGQSS pour ces paramètres à l'avenir. Conformément à une nouvelle ordonnance rendue par la PSC du DC le 10 février 2022, Washington Gas ne reprendra les coupures de service que lorsque la PSC du DC l'autorisera à le faire. Voir « Activités de la Société – Entreprise de services publics – Washington Gas – Évolution de la réglementation et demandes aux autorités ».
- Le 30 septembre 2021, le MD OPC a déposé une requête en vue d'établir un plan de mesures correctives et d'imposer des sanctions civiles ou, subsidiairement, d'ordonner à Washington Gas de démontrer pourquoi la Commission ne devrait pas imposer de sanctions civiles relativement à une violation de la condition 11 de l'ordonnance de la PSC du Maryland dans le cadre de la procédure de fusion avec AltaGas. Le 15 octobre 2021, la PSC du Maryland a émis une ordonnance de justification enjoignant à Washington Gas de répondre à la requête du MD OPC. Washington Gas a déposé sa réponse à la requête du MD OPC le 22 octobre 2021. Le 23 décembre 2021, la PSC du Maryland a accepté le plan de mesures correctives proposé par Washington Gas avec des modifications. La décision de la Commission concernant l'évaluation potentielle de sanctions civiles n'a pas encore été rendue. Voir « Activités de la Société – Entreprise de services publics – Washington Gas – Évolution de la réglementation et demandes aux autorités ».

- Le 1^{er} décembre 2021, Washington Gas a déposé son projet de modification du plan SAVE de 2023 à 2027, proposant d'investir environ 889 millions de dollars américains de 2023 à 2027 pour remplacer les pipelines et les installations à haut risque en Virginie. Voir « Activités de la Société – Entreprise de services publics – Washington Gas – Évolution de la réglementation et demandes aux autorités ».
- Le 17 décembre 2021, Washington Gas a déposé un projet de modification de son plan de conservation du gaz naturel et d'efficacité de la tarification (le « plan CARE ») pour la période allant de mai 2022 à avril 2025, proposant de poursuivre et d'élargir son portefeuille de programmes d'efficacité énergétique à l'intention des clients de la Virginie avec un budget total sur trois ans d'environ 12 millions de dollars américains. Voir « Activités de la Société – Entreprise de services publics – Washington Gas – Évolution de la réglementation et demandes aux autorités ».

Secteur intermédiaire

- Le 23 mai 2019, la première cargaison de propane à destination de l'Asie a été envoyée depuis le RIPET, première installation d'exportation maritime de propane sur la côte ouest du Canada. Le 21 août 2020, la Régie de l'énergie du Canada a accordé à AltaGas un permis supplémentaire d'une durée de 25 ans lui permettant d'exporter 46 000 b/j supplémentaires de propane. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les volumes d'exportation du RIPET se sont élevés en moyenne à environ 50 695 b/j. Voir ci-après la rubrique « Activités de la Société – Activités intermédiaires – Exportations mondiales » pour de plus amples détails.
- Le 31 mai 2019, AltaGas a cédé la totalité de la participation de WGL Midstream dans le système Stonewall à une filiale en propriété exclusive de DTE Energy moyennant un produit brut total d'environ 379 millions de dollars (280 millions de dollars américains).
- Le 30 septembre 2019, AltaGas a annoncé avoir convenu de vendre sa participation indirecte hors exploitation dans Central Penn détenue par sa filiale WGL Midstream, Inc. à Meade Pipeline Investment, LLC, filiale de NextEra Energy Partners, LP. Le produit brut total en espèces de la vente de la participation de WGL Midstream s'est établi à environ 812 millions de dollars (611 millions de dollars américains). L'opération a été conclue le 13 novembre 2019. À la clôture de la vente, divers comptes d'entiercement ont été établis afin de fournir à l'acheteur une forme de recours pour le règlement des obligations d'indemnisation. Au troisième trimestre de 2021, AltaGas a reçu un produit en espèces d'environ 3 millions de dollars (2 millions de dollars américains) du compte d'entiercement aux fins d'indemnisation.
- Le 2 janvier 2020, AltaGas a annoncé que AIJVLP avait reçu l'avis d'option de vente de SAM indiquant que SAM exerçait son option de vendre sa participation d'environ un tiers dans Petrogas le 31 décembre 2019. Le 16 octobre 2020, AltaGas a annoncé que AIJVLP et SAM ont conclu une convention définitive aux termes de laquelle AltaGas acquerrait la tranche de 37 % des titres de capitaux propres de Petrogas dont SAM était propriétaire moyennant une contrepartie totale de 715 millions de dollars. Le 15 décembre 2020, AltaGas a réalisé l'acquisition, augmentant sa participation indirecte dans Petrogas à environ 74 %, Idemitsu détenant la participation restante d'environ 26 %.

- En février 2020, après évaluation de l'affaiblissement des paramètres économiques sous-jacents au projet de pipeline de Constitution, les associés de Constitution ont décidé d'abandonner le projet. AltaGas détenait une participation de 10 % dans Constitution.
- Au cours du premier semestre de 2020, la Société a élargi sa stratégie intégrée dans le nord-est de la Colombie-Britannique avec l'achèvement des agrandissements des installations de North Pine et de Townsend 2B. L'installation de North Pine agrandie (capacité additionnelle de 10 000 b/j) a été achevée et mise en service au premier trimestre, avec une capacité supplémentaire pour le terminal ferroviaire afin de traiter le volume supplémentaire. L'installation de Townsend 2B agrandie a été mise en service au cours du deuxième trimestre et le gaz a commencé à circuler au début du mois de mai. En mars 2020, la capacité autorisée du complexe de Townsend a été portée à 550 Mpi³/j.
- Le 23 avril 2021, AltaGas a conclu la vente de la majorité des activités liées aux marchandises de WGL Midstream moyennant un produit en espèces d'environ 341 millions de dollars (275 millions de dollars américains).
- En janvier 2022, AltaGas a convenu de vendre à l'un de ses clients une participation dans certaines installations de traitement du secteur intermédiaire moyennant une contrepartie totale d'environ 234 millions de dollars. L'opération devrait être finalisée au deuxième trimestre de 2022.

Secteur Siège social/autres

- Le 31 janvier 2019, AltaGas a vendu sa participation restante d'environ 55 % dans les centrales hydroélectriques du Nord-Ouest, ce qui lui a rapporté un produit net en espèces d'environ 1,3 milliard de dollars et a donné lieu à un gain avant impôts de 688 millions de dollars. AltaGas est demeuré l'exploitant de ces centrales jusqu'à l'échéance d'une entente de services d'exploitation et d'entretien le 31 janvier 2021.
- Le 13 août 2019, AltaGas a vendu sa participation dans Craven County Wood Energy LP et dans Grayling Generation Station LP pour un produit net d'environ 25 millions de dollars (19 millions de dollars américains).
- Le 26 septembre 2019, AltaGas a vendu son portefeuille d'actifs américains de production décentralisée détenu par ses filiales WGL Energy Systems, Inc. et WGSW, Inc. à TerraForm Power, Inc., membre du groupe de Brookfield Asset Management, pour un produit en espèces total d'environ 975 millions de dollars (735 millions de dollars américains) et un gain à la cession avant impôts de 168 millions de dollars comptabilisé en 2019. À la suite du transfert de propriété du dernier projet de production décentralisée restant qui était auparavant classé comme détenu en vue de la vente, AltaGas a comptabilisé une perte avant impôts à la cession liée à ce projet d'environ 1 million de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.
- En octobre 2019, AltaGas a annoncé le renouvellement du contrat de la centrale de Blythe avec SCE. En vertu de l'entente tarifaire, SCE détient les droits exclusifs à l'égard de la totalité de la capacité, de l'énergie, des services auxiliaires et des avantages liés au caractère adéquat des ressources, du 1^{er} août 2020 au 31 décembre 2023. L'approbation de la California Public Utilities Commission a été obtenue le 16 janvier 2020.
- Au troisième trimestre de 2020, AltaGas a clos la cession d'AltaGas Pomona Energy Storage Inc. et d'un terrain lié à une centrale alimentée au gaz située aux États-Unis, ainsi que d'AltaGas Ripon Energy Inc. Le produit brut

total de la cession, compte non tenu du fonds de roulement et d'autres ajustements, s'est établi à environ 67 millions de dollars, ce qui a donné lieu à un gain avant impôts de 8 millions de dollars.

ACTIVITÉS DE LA SOCIÉTÉ

Les produits d'AltaGas se sont établis à environ 10,6 milliards de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, comparativement à 5,6 milliards de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2020. L'augmentation est principalement attribuable à l'incidence sur un exercice complet du regroupement de Petrogas en 2021. En 2021, 62 % des produits des secteurs d'exploitation d'AltaGas (avant les éliminations intragroupes et des activités du secteur Siège social/autres) provenaient du secteur intermédiaire et 38 % du secteur Services publics, comparativement à 30 % et à 70 %, respectivement, en 2020.

Entreprise de services publics

L'entreprise de Services publics a rapporté des produits de 3,9 milliards de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (3,8 milliards de dollars en 2020), soit environ 38 % (70 % en 2020) des produits totaux d'AltaGas, avant élimination des chiffres intersectoriels et des activités du secteur Siège social/autres.

Entreprise de services publics

Le secteur Services publics est propriétaire d'installations qui livrent du gaz naturel à des utilisateurs finaux des États-Unis et exploite l'entreprise de commercialisation de l'énergie au détail. Le secteur Services publics est composé de Washington Gas (dans le district de Columbia, au Maryland et en Virginie); de Hampshire Gas, une installation de stockage de gaz naturel réglementée située en Virginie-Occidentale; de SEMCO Gas au Michigan; d'ENSTAR en Alaska; d'une participation de 65 % dans CINGSA, une installation de stockage de gaz naturel réglementée située en Alaska; et de WGL Energy Services, qui vend du gaz naturel et de l'électricité à des clients de détail de façon non réglementée.

Processus réglementaire

L'entreprise de Services publics exerce principalement ses activités sur des marchés réglementés où les autorités autorisent les concessionnaires de services publics réglementés à percevoir des tarifs réglementés qui leur permettent de recouvrer leurs coûts et de dégager un rendement du capital. Le rendement du capital doit rapporter un pourcentage équitable sur les investissements autorisés réalisés dans des services publics (soit la base tarifaire) selon une structure du capital réglementée réputée ou visée. La capacité d'un service public réglementé de recouvrer les frais engagés de manière prudente pour la fourniture de services et de toucher le rendement des capitaux propres approuvé par l'autorité de réglementation dépend de l'atteinte par le service public des coûts prévus au moment de fixer les tarifs.

SEMCO Gas et Washington Gas ont accéléré les programmes de remplacement des conduites et des infrastructures en place au Michigan et dans le district de Columbia, au Maryland et en Virginie, respectivement. Il s'agit de programmes à long terme exposés à l'évolution de la situation ainsi qu'à l'examen et à l'approbation des autorités de réglementation par tranches de plusieurs années. Ces programmes permettent à SEMCO Gas et à Washington Gas d'accélérer le remplacement des conduites et des infrastructures afin d'accroître la sécurité et la fiabilité du système de livraison du gaz naturel. SEMCO Gas et Washington Gas ont été autorisées à commencer immédiatement à recouvrer leurs coûts et à

percevoir un rendement sur ces investissements par l'imposition de frais supplémentaires approuvés pour chaque programme de remplacement accéléré des conduites ou des infrastructures, le tout en dehors du processus habituel de demande tarifaire, ce qui réduit le décalage réglementaire. Une fois les nouveaux tarifs de base en vigueur dans un territoire donné après approbation d'une demande de hausse des tarifs, les dépenses qui étaient auparavant recouvrées par imposition de frais supplémentaires seront perçues dans les nouveaux tarifs de base.

L'entreprise de Services publics est réglementée notamment en ce qui concerne les tarifs, les méthodes comptables et les normes de service. La MPSC a compétence sur les questions réglementaires liées, directement ou indirectement, à la prestation des services de SEMCO Gas aux clients du Michigan. La RCA a compétence sur les questions réglementées liées, directement ou indirectement, à la prestation des services d'ENSTAR et de CINGSA aux clients de l'Alaska. Washington Gas est réglementée par la PSC du DC, la PSC du Maryland et la SCC de Virginie, qui approuvent les conditions de ses services et les tarifs qu'elle facture à sa clientèle et qui réglementent les interactions avec les membres de son groupe et la concurrence dans le secteur de la vente au détail pour les services d'approvisionnement en gaz naturel. Partout les autorités de réglementation approuvent les tarifs de distribution selon un modèle réglementaire du coût de services. En Alaska, dans le district de Columbia et au Maryland, les tarifs sont établis d'après les résultats d'une année de référence antérieure, auxquels on ajoute les variations connues et mesurables. Au Michigan et en Virginie, les tarifs sont établis en fonction d'une année de référence projetée. Partout les tarifs facturés aux clients sont établis de façon à permettre aux services publics de distribution de recouvrer la totalité des frais d'exploitation engagés de façon prudente, l'amortissement, l'impôt sur les bénéfices et les coûts de financement et de dégager un rendement raisonnable sur leurs investissements dans les installations utilisées pour vendre ferme et livrer le gaz.

Principaux chiffres des Services publics

Le tableau qui suit présente la base tarifaire moyenne de l'entreprise de Services publics pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020.

<i>(en millions de dollars américains)</i>	2021	2020
Base tarifaire ^{1) 2)}	4 655	4 291

- 1) La base tarifaire est une indication de la rentabilité possible de chaque service public dans le temps. La rentabilité approuvée d'un service public est habituellement fondée sur la base tarifaire autorisée par l'organisme de réglementation dans une demande de tarif, qui peut différer de la base tarifaire indiquée ci-dessus.
- 2) Comprend la participation de 65 % de SEMCO Energy dans CINGSA.

Le tableau suivant indique les dépenses d'investissement pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020.

<i>(en millions de dollars américains)</i>	2021	2020
Nouvelle clientèle	101 \$	109 \$
Amélioration des circuits de distribution et fourniture de gaz	200	191
Installations générales	25	29
Programmes de remplacement accéléré	235	227
Total	561 \$	556 \$

Le tableau qui suit indique la nature de la réglementation applicable à chaque service public :

Service public réglementé	Autorité de réglementation	% de la base tarifaire consolidée d'AltaGas au 31 décembre 2021	Capitaux propres attribuables aux actions ordinaires autorisés (%)	RCP autorisé (%) 2020	RCP autorisé (%) 2021	Principales caractéristiques et faits nouveaux importants
Washington Gas	PSC du Maryland SCC de Virginie PSC du DC	76 %	52,1 - 53,5	9,2 - 9,7	9,2 - 9,7	▪ Tarifs de distribution approuvés selon un modèle de coût des services. ▪ Demande tarifaire déposée en 2018 auprès de la SCC de Virginie visant une augmentation des tarifs. Ordonnance définitive obtenue en décembre 2019. Demande de réexamen déposée et refusée en janvier 2020; la demande tarifaire est maintenant définitive. ▪ Demande tarifaire déposée en janvier 2020 auprès de la PSC du DC visant une augmentation des tarifs. Accord de règlement déposé en décembre 2020 et approuvé en février 2021. ▪ Demande tarifaire déposée en août 2020 auprès de la PSC du DC visant une augmentation des tarifs. L'audience de la preuve a eu lieu en janvier 2021 et l'ordonnance définitive a été rendue en avril 2021.
SEMCO Gas	MPSC	17 %	45,86	9,87	9,87	▪ Tarifs de distribution approuvés selon un modèle de coût des services. ▪ Utilisation d'une année de référence projetée pour les demandes tarifaires avec limite de 10 mois pour rendre l'ordonnance tarifaire. ▪ Avenant tarifaire qui autorise SEMCO Gas à recouvrer les coûts du programme de remplacement accéléré des plus vieux tronçons de canalisations du réseau. Nouveau PAFI approuvé dans la demande tarifaire 2019 pour les exercices 2020 à 2025. Depuis 2021, les clients doivent payer un supplément pour le PAFI

ENSTAR	RCA	6 %	51,81	11,875	11,875	▪ Tarifs de distribution approuvés selon un modèle de coût des services utilisant une année de référence antérieure et tenant compte des variations connues et mesurables. ▪ En décembre 2020, la RCA a approuvé la demande d'ENSTAR visant à reporter le dépôt de la prochaine demande tarifaire jusqu'en juin 2022 en fonction de l'année de référence 2021.
CINGSA	RCA	1 %	53,04	10,25	10,25	▪ Tarifs de distribution approuvés selon un modèle de coût des services utilisant une année de référence antérieure et tenant compte des variations connues et mesurables. ▪ Audience sur la révision des tarifs en avril 2019 et décision rendue en août 2019. La décision accorde un RCP de 10,25 % (contre un RCP demandé de 11,875 %) et 100 % des produits tirés des services de stockage interruptibles à payer aux clients (contre seulement 50 % du montant à payer demandé). Le 3 septembre 2019, CINGSA a déposé une requête de réexamen partiel. La Commission a rejeté la requête et, le 4 novembre 2019, CINGSA a fait appel d'une décision de l'ordonnance devant la Cour supérieure. Cet appel a également été rejeté le 6 mai 2021. ▪ Demande tarifaire déposée auprès de la RCA en juillet 2021 afin d'obtenir l'approbation d'une augmentation des produits d'environ 1,9 million de dollars américains fondée sur une base tarifaire de 105,5 millions de dollars américains, un RCP de 11,9 % et un ratio des capitaux propres de 59,99 %. Une décision est attendue au troisième trimestre de 2022.
Hampshire Gas	FERC	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	▪ Tarif de transfert du coût des services approuvé par la FERC.

Washington Gas

Washington Gas distribue du gaz naturel depuis 1848 et fournit des services réglementés à des utilisateurs finaux dans le district de Columbia, au Maryland et en Virginie. L'entreprise compte environ 1,2 million de clients en tout dans le district de Columbia (~166 000; 13 %), le Maryland (~505 000; 42 %) et la Virginie (~546 000; 45 %). Washington Gas est structurée de sorte que la perte d'un client ou d'un groupe de clients n'aurait aucune incidence défavorable importante sur ses activités.

Le nombre moyen de clients de Washington Gas a augmenté d'environ 1 % par année au cours des deux dernières années (y compris une hausse de 1 % en 2021).

Exploitation

Washington Gas se procure du gaz naturel qui provient de différentes régions des États-Unis. Au 31 décembre 2021, elle avait conclu des ententes de service avec quatre sociétés de pipeline qui fournissaient des services fermes d'acheminement et de stockage, dont les dates d'expiration s'étaient entre 2022 et 2044. Washington Gas a également conclu des contrats avec différentes sociétés interétatiques de pipeline et de stockage afin d'accroître sa capacité de stockage et de transport.

Le tableau qui suit présente, par catégorie de clients, les livraisons de Washington Gas :

	2021	2020
Livraisons : Livraisons : (en MDth)		
Secteur résidentiel	65 779	62 672
Secteur commercial	20 099	18 845
Transport	80 062	79 424
Total des livraisons	165 940	160 941

	2021	2020
Clients à la fin de l'exercice :		
Secteur résidentiel	988 296	978 635
Secteur commercial	49 369	48 464
Transport	179 514	178 430
Total des clients	1 217 179	1 205 529

Caractère saisonnier

Dans le district de Columbia, au Maryland et en Virginie, la distribution de gaz naturel est une activité saisonnière, vu que la majeure partie de la demande est concentrée durant la saison de chauffage qui va de novembre à mars. Par conséquent, les différents produits et bénéfices trimestriels annualisés ne donnent pas une indication des résultats annuels.

Les volumes prévus dans le district de Columbia sont fondés sur la moyenne sur 30 ans des degrés-jours prévus pour la période. Au Maryland et en Virginie, des mécanismes de facturation ont pour effet d'éliminer les effets des variations dans la consommation des 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. Washington Gas ne prévoit pas non plus de couverture pour compenser les effets des conditions météorologiques. Par conséquent, les résultats financiers varieront selon qu'il fait un temps froid ou chaud. Voir « Activités de la Société – Entreprise de services publics – Washington Gas – Évolution de la réglementation et demandes aux autorités – District de Columbia ».

Évolution de la réglementation et demandes aux autorités

District de Columbia

Washington Gas a un programme accéléré de remplacement des conduites (le « PROJECTpipes ») pour le remplacement des conduites présentant un haut risque en raison d'une infrastructure vieillissante de son réseau de distribution dans le district de Columbia. La première phase de ce programme est venue à échéance en septembre 2019. En 2018, Washington Gas a demandé à la PSC du DC d'approuver la deuxième phase de son programme (le « PROJECTpipes 2 »). Compte tenu de la durée de la procédure, la PSC du DC a approuvé des prorogations supplémentaires du programme pour la période allant d'octobre 2019 à décembre 2020. Le 11 décembre 2020, la PSC du DC a approuvé un programme de 3 ans de 150 millions de dollars américains visant la période du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2023.

Le 13 janvier 2020, Washington Gas a demandé à la PSC du DC l'autorisation d'augmenter ses tarifs de base d'environ 35 millions de dollars américains, dont environ 9 millions de dollars américains en frais supplémentaires pour le PROJECTpipes que paient actuellement les clients sous forme d'un avenant tarifaire. Il a été demandé d'approuver un rendement des capitaux propres de 10,4 % sur les capitaux propres autorisés de 52,2 %, par rapport à une base tarifaire évaluée à 532 millions de dollars américains. En outre, Washington Gas a demandé l'approbation d'un mécanisme de normalisation des revenus afin de réduire les fluctuations dans la facturation des clients causées par les variations de consommation liées aux conditions météorologiques et à la conservation, semblable aux mécanismes existants dans le Maryland et en Virginie. Le 8 décembre 2020, Washington Gas a déposé, pour approbation de la PSC du DC, une entente de règlement afin de régler tous les problèmes soulevés dans l'affaire. Les parties au règlement ont convenu d'une augmentation des tarifs de base de 20 millions de dollars américains, y compris les frais supplémentaires pour le PROJECTpipes précédemment perçus sous forme d'avenant et un rendement des capitaux propres de 9,25 %. Les parties conviennent que le règlement porte uniquement sur la résolution des coûts liés aux travaux du PROJECTpipes qui sont achevés et en service, à la date du dépôt de la réplique de Washington Gas (soit le 14 septembre 2020). La réplique de Washington Gas comprenait le transfert d'un montant maximal d'environ 100 millions de dollars américains de l'installation du PROJECTpipes en service aux tarifs de base. Ce règlement ne crée pas de précédent en ce qui concerne les éventuelles demandes de recouvrement des coûts pour le PROJECTpipes. Washington Gas a convenu de ne pas déposer de demande d'augmentation des tarifs de distribution ou de demander de nouveaux tarifs ou mécanismes tarifaires entraînant une augmentation des tarifs chargés aux clients dans le district de Columbia avant le 31 août 2021. Le 24 février 2021, la PSC du DC a approuvé l'augmentation des tarifs de base de 20 millions de dollars américains recommandée dans l'entente de règlement. Les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2021.

Le 16 mars 2020, le Council of the District of Columbia (Conseil du DC) a adopté une loi interdisant de couper les services d'électricité et de gaz aux clients en défaut de paiement en temps d'urgence sanitaire liée au coronavirus. Le moratoire a pris fin en octobre 2021, mais en raison de problèmes de service à la clientèle, Washington Gas continue de suspendre certaines activités de recouvrement, notamment les coupures de service, jusqu'à ce que la PSC du DC l'autorise à les reprendre. Le 15 avril 2020, la PSC du DC a rendu une ordonnance autorisant Washington Gas à créer un compte d'actif réglementaire pour tenir compte des coûts additionnels liés à la COVID-19 engagés de façon prudente à compter du 11 mars 2020 et d'en faire le suivi. Le 19 avril 2021, Washington Gas a déposé une proposition de PGA visant à aider les clients : 1) à réduire ou éliminer les arriérés existants liés à la COVID-19, 2) à mettre les comptes à jour, 3) à améliorer le comportement de paiement relativement aux nouvelles factures des clients, et 4) à éviter la déconnexion et à permettre aux clients de rester à jour dans leurs obligations de paiement. Aux termes du PGA proposé, chaque client participant serait inscrit au régime pour une durée d'environ 12 mois. Une fois qu'un client admissible s'est inscrit au programme et a payé

chaque nouveau montant mensuel dû dans les délais prescrits, Washington Gas accordera un montant mensuel de réduction des arriérés au prorata en vue de l'élimination complète des arriérés à la fin de la période de 12 mois. Le 9 août 2021, la PSC du DC a approuvé le PGA de Washington Gas. Le 8 octobre 2021, Washington Gas a déposé de nouvelles dispositions tarifaires concernant le PGA et a mis en œuvre le PGA à compter du 1^{er} novembre 2021.

Le 15 septembre 2021, la PSC du DC a rendu une ordonnance enjoignant à Washington Gas de soumettre un plan de mesures correctives afin de rendre Washington Gas conforme aux NGQSS en ce qui a trait aux délais de réponse aux appels. L'ordonnance précisait également que Washington Gas ne devait pas débrancher les clients de gaz pour défaut de paiement jusqu'à ce qu'elle se conforme aux NGQSS ou jusqu'à ce que la PSC du DC en décide autrement. La PSC de DC a également conclu que les coûts engagés pour se conformer à cette ordonnance ne devaient pas être inclus dans l'actif réglementaire lié à la COVID-19 de Washington Gas. Enfin, l'ordonnance indiquait que la PSC du DC avait conclu que, bien qu'elle ne puisse empêcher Washington Gas de demander une augmentation de tarifs, toute demande de hausse de tarifs peut être mise en suspens à la demande d'une partie ou par la PSC du DC jusqu'à ce que cette question de rendement soit réglée de façon satisfaisante. Washington Gas a déposé un plan de mesures correctives auprès de la PSC du DC le 27 septembre 2021. Washington Gas se conformait aux paramètres de service NGQSS pour la réponse aux appels et l'abandon d'appels en janvier 2022 et prévoit maintenir les niveaux NGQSS pour ces paramètres à l'avenir. Conformément à une ordonnance rendue par la PSC du DC le 10 février 2022, Washington Gas ne reprendra les activités de coupures de service que lorsque la Commission l'y autorisera.

Maryland

Le 18 décembre 2020, la PSC du Maryland a conclu que Washington Gas avait omis de déposer des rapports annuels l'informant de l'état de son programme de 2003 visant le remplacement de régulateurs au mercure et lui a imposé une pénalité de 750 000 dollars américains pour la violation de son obligation d'information. Washington Gas a payé la pénalité en janvier 2021 et estime être libérée de toute autre responsabilité reliée à la décision de la PSC du Maryland. Dans son ordonnance du 18 décembre 2020, la PSC du Maryland a également constaté que le plan d'exécution proposé par Washington Gas pour remplacer tous les régulateurs au mercure restants dans les cinq ans suivant la réalisation d'une enquête sur les régulateurs au mercure répond adéquatement à la nécessité de remplacer tous les régulateurs au mercure restants dans le Maryland, et est dans l'intérêt du public. Les coûts du programme de mise en œuvre proposé ne sont pas encore connus, et le recouvrement de ces coûts doit être reporté jusqu'à une demande tarifaire ultérieure. Washington Gas continue de déposer auprès de la PSC du Maryland les rapports annuels et périodiques requis sur l'état et les coûts du programme.

Le 16 mars 2020, le gouverneur du Maryland a publié un décret ordonnant aux services publics réglementés de cesser les coupures et l'imposition de frais de retard pour les clients résidentiels jusqu'au 1^{er} mai 2020, décret qui a ensuite été modifié pour le prolonger jusqu'au 31 août 2020. Le 9 avril 2020, la PSC du Maryland a rendu une ordonnance autorisant les sociétés de services publics à établir un compte d'actif réglementaire pour comptabiliser les coûts de recouvrement et autres coûts additionnels liés à la COVID-19 engagés de façon prudente à compter du 16 mars 2020. Le 22 septembre 2020, la PSC du Maryland a fait en sorte de prolonger le moratoire sur les coupures de service jusqu'au 15 novembre 2020. Le moratoire sur les coupures de services en hiver (c.-à-d., du 1^{er} novembre au 31 mars) a eu pour effet de retarder la date de résiliation des services aux clients résidentiels jusqu'au 1^{er} avril 2021. Le 31 août 2020, la PSC du Maryland a rendu une ordonnance prévoyant notamment que les services publics ne peuvent résilier des services ou facturer des frais de retard avant le 1^{er} octobre 2020 et seulement après avoir satisfait aux exigences de notification de résiliation. La PSC du Maryland a également ajouté des conditions pour la mise en œuvre des plans de paiement des clients. Comme l'a demandé la PSC du Maryland, les services publics du Maryland détenus par des investisseurs ont déposé le 7 octobre 2020 projet commun

à l'égard d'un PGA, qui a été suivi d'une audience de nature parlementaire en novembre 2020. Le 21 décembre 2020, la PSC du Maryland a rejeté le PGA proposé. Elle continuera à surveiller les données sur les arriérés des clients fournies par les services publics, et pourrait réexaminer cette question à l'avenir. Le 15 février 2021, l'assemblée générale du Maryland a adopté la RELIEF Act. La RELIEF Act comprend des fonds d'environ 83 millions de dollars américains pour aider les clients résidentiels du Maryland qui ont des arriérés de paiement. Le 15 juin 2021, la PSC du Maryland a rendu une ordonnance attribuant une somme de 5,7 millions de dollars américains à Washington Gas qui sera reflétée sur les factures des clients. Les fonds ont été reçus en juillet et Washington Gas a affecté la totalité des montants aux comptes des clients.

Le 28 août 2020, Washington Gas a demandé à la PSC du Maryland l'autorisation d'augmenter ses tarifs d'environ 28 millions de dollars américains, dont environ 6 millions de dollars américains renvoient actuellement à des coûts perçus au moyen des frais supplémentaires liés au programme STRIDE pour la mise à niveau des réseaux. Les tarifs proposés reflètent un rendement des capitaux propres de 10,45 % et un rendement de 7,73 % sur une base tarifaire moyenne. Le 8 décembre 2020, Washington Gas a déposé une réplique faisant état de besoins en produits révisés d'environ 27 millions de dollars américains. Le 12 février 2021, la division PULJ a rendu un projet d'ordonnance dans l'affaire, et un dépôt d'ERRATA rectifiant le projet d'ordonnance le 19 février 2021. Le projet d'ordonnance, dans sa version corrigée, autorise Washington Gas à augmenter ses tarifs pour la distribution de gaz naturel au Maryland d'environ 13 millions de dollars américains (y compris 5 millions de dollars américains pour les frais supplémentaires liés au programme STRIDE), ce qui représente un rendement des capitaux propres de 9,70 %. Le 9 avril 2021, après avoir examiné les appels, la PSC du Maryland a rendu une ordonnance qui autorisait Washington Gas à augmenter ses tarifs pour la distribution de gaz naturel d'environ 13 millions de dollars américains (y compris 5 millions de dollars américains actuellement perçus par le biais des frais supplémentaires liés au programme STRIDE), ce qui représente un rendement des capitaux propres de 9,70 %. L'augmentation des produits est entrée en vigueur le 26 mars 2021. Le 14 mai 2021, le MD OPC a déposé une requête en vue d'une nouvelle audience et, le 2 juin 2021, Washington Gas a déposé une opposition à la nouvelle audience. Le 29 juillet 2021, la PSC du Maryland a rejeté la demande de nouvelle audience. Le 31 août 2021, le MD OPC a interjeté appel du rejet par la PSC du Maryland de sa demande de nouvelle audience auprès de la Circuit Court of Baltimore. Washington Gas a déposé un avis d'intervention. Le memorandum initial du MD OPC a été déposé le 15 décembre 2021, et la PSC du Maryland et Washington Gas ont déposé leurs mémorandums de réponse le 14 janvier 2022. Le memorandum de réplique du MD OPC a ensuite été déposé le 31 janvier 2022 et le procès devant la Circuit Court a eu lieu le 16 février 2022. Le 25 février 2022, la Circuit Court de la ville de Baltimore a infirmé l'ordonnance du 29 juillet 2021 de la PSC du Maryland et renvoyé deux questions à la PSC du Maryland.

Le 30 septembre 2021, le MD OPC a déposé une requête en vue d'établir un plan de mesures correctives et d'imposer des sanctions civiles ou, subsidiairement, d'ordonner à Washington Gas de démontrer pourquoi la Commission ne devrait pas imposer de sanctions civiles. Dans sa demande, le MD OPC affirme que Washington Gas a violé la condition 11 de l'ordonnance de la PSC du Maryland dans le cadre de la procédure de fusion de Washington Gas avec AltaGas parce qu'elle n'a pas consacré les ressources nécessaires pour assurer le respect continu de tous les règlements de la Commission. Plus particulièrement, le MD OPC soutient que le défaut de Washington Gas de consacrer suffisamment de ressources au service à la clientèle a fait en sorte qu'il est impossible pour les clients de réussir à communiquer rapidement leurs plaintes et leurs différends. Enfin, le MD OPC affirme que, puisque Washington Gas ne peut recevoir de plaintes et de différends, elle n'est pas en mesure de les régler de façon satisfaisante ou de les signaler conformément à ses obligations en vertu des règlements du Code du Maryland. Le 15 octobre 2021, la PSC du Maryland a rendu une ordonnance de justification enjoignant à Washington Gas de répondre à la requête du MD OPC et d'expliquer pourquoi la PSC du Maryland ne devrait pas imposer de sanctions civiles. De plus, la PSC du Maryland a ordonné à Washington Gas

d'inclure un plan correctif proposé, qui tient compte du déclin du service à la clientèle après la fusion. Le 22 octobre 2021, Washington Gas a déposé sa réponse à la requête du MD OPC. Le 12 novembre 2021, le MD OPC, le comté de Montgomery et le personnel ont déposé des répliques à la réponse de Washington Gas. Le 23 décembre 2021, la PSC du Maryland a conclu, entre autres, ce qui suit : 1) Washington Gas a enfreint le Maryland Code of Regulations de 2016 jusqu'au 22 juin 2021; 2) Washington Gas a violé les conditions 11 et 11F de l'ordonnance de fusion d'AltaGas de juin 2018 jusqu'au 22 juin 2021; 3) la Commission tiendra une audience pour déterminer si des sanctions civiles sont appropriées et dans quelle mesure elles le sont; 4) le plan de mesures correctives proposé par Washington Gas a été accepté avec modifications. Le 24 janvier 2022, Washington Gas a déposé une demande de nouvelle audience relativement à deux questions découlant de l'ordonnance, y compris l'imposition de certains paramètres de rendement pour les centres d'appels et la création d'un passif réglementaire pour tenir compte des coûts passés. Washington Gas a comptabilisé 350 000 dollars américains en prévision de sanctions civiles liées aux violations de l'obligation de signalement. Le 2 février 2022, le personnel de la Maryland Public Service Commission (le « personnel du MD ») a déposé des observations concernant les sanctions relatives aux violations par Washington Gas du Code of Maryland Regulations (COMAR) et des conditions de fusion. Le personnel du MD a recommandé à la Commission d'imposer à Washington Gas une sanction civile allant de 750 000 dollars américains à 1,5 million de dollars américains. Le 9 février 2022, la Commission a tenu une audience sur les sanctions civiles et sur la demande de nouvelle audience de Washington Gas. Une décision est en attente. La décision de la PSC du Maryland pourrait également traiter de sa directive actuelle selon laquelle Washington Gas doit maintenir la suspension des lettres de relance, des coupures de service et des frais de retard jusqu'à ce que Washington Gas respecte les normes de service à la clientèle requises pendant trois mois consécutifs.

Virginie

Le 31 juillet 2018, Washington Gas a demandé à la SCC de Virginie l'autorisation d'augmenter de 38 millions de dollars américains ses tarifs de base pour le service de gaz naturel, dont 15 millions de dollars américains étaient des frais supplémentaires perçus au titre du SAVE. En outre, l'augmentation demandée tenait compte des effets de la TCJA. Les tarifs provisoires sont entrés en vigueur, sous réserve de remboursement, en vue d'être appliqués au cycle de facturation de janvier 2019. Le 12 avril 2019, Washington Gas a déposé une réplique et a révisé à la baisse son rendement des capitaux propres initial, le faisant passer de 10,6 % à 10,3 %, et son taux de rendement global, le faisant passer de 7,94 % à 7,81 %. Le 20 décembre 2019, la Commission a rendu une ordonnance définitive qui autorisait : (i) une augmentation des tarifs de base de 13 millions de dollars américains qui reflète le transfert dans le tarif de base de 102 millions de dollars américains auparavant facturables par application d'un supplément au titre du programme SAVE; (ii) une fourchette de rendement des capitaux propres de 8,7 % à 9,7 % avec une médiane de 9,2 %; (iii) l'amortissement de l'impôt reporté excédentaire non protégé sur huit ans; et (iv) le remboursement d'une dette de 26 millions de dollars américains au titre de la TCJA sur 12 mois en tant que surcrédit.

Le 16 mars 2020, la SCC de Virginie a rendu une ordonnance interdisant de couper les services d'électricité, de gaz, d'eau et d'égout pendant l'urgence sanitaire liée au coronavirus et pris certaines mesures de protection des consommateurs. Bien que l'ordonnance de la SCC de Virginie ait été prolongée, l'ordonnance d'interdiction de couper les services a pris fin le 5 octobre 2020, mais non la protection des consommateurs. Toutefois, après l'expiration de l'ordonnance d'interdiction de couper les services le 16 octobre 2020, l'assemblée générale de la Virginie a approuvé l'adoption d'une loi permettant d'étendre l'interdiction de couper les services aux clients résidentiels en cas de non-paiement de factures ou de frais jusqu'à ce que le gouverneur détermine qu'il n'est plus nécessaire de maintenir l'interdiction ou jusqu'à au moins 60 jours après la levée de l'état d'urgence décrété le 12 mars 2020, selon la première éventualité. La loi prévoit également les plans de protection des consommateurs, et exige des services publics qu'ils offrent aux clients des plans de remboursement d'arriérés sans frais, sans

dépôts et sans critères d'admissibilité. La loi est entrée en vigueur en novembre 2020. Le 29 avril 2020, la SCC de Virginie a rendu une ordonnance approuvant une demande de Washington Gas et d'autres services publics de la Virginie de créer un actif réglementaire pour comptabiliser les coûts marginaux prudemment engagés et les frais de retard de paiement suspendus liés à la pandémie de COVID-19. La loi adoptée par l'assemblée générale le 16 octobre 2020 contient des exigences en matière d'information à fournir par les services publics sur les mauvaises créances et prévoit des dispenses à l'intention des services publics concernant ces exigences en fonction des faits et circonstances propres à un service public. Le 8 décembre 2020, Washington Gas a reçu la somme de 7,7 millions de dollars américains dans le cadre du Virginia CARES Relief Funding Award, à appliquer au remboursement des arriérés des clients. Les clients de Virginie doivent répondre aux critères établis par le programme pour obtenir des fonds. Les fonds ont été entièrement utilisés.

En août 2021, l'assemblée générale de la Virginie a affecté 120 millions de dollars américains de fonds ARPA à titre d'aide financière directe aux clients des services publics résidentiels ayant des arriérés de plus de 60 jours au 31 août 2021. Le 6 décembre 2021, Washington Gas a reçu 6,9 millions de dollars américains en fonds ARPA qui seront appliqués aux arriérés des clients résidentiels.

Le 1^{er} décembre 2021, Washington Gas a déposé son projet de modification du plan SAVE de 2023 à 2027, proposant d'investir environ 889 millions de dollars américains de 2023 à 2027 pour remplacer les pipelines et les installations à haut risque en Virginie. Les parties intéressées peuvent déposer leurs commentaires auprès de la SCC de Virginie au plus tard le 8 avril 2022. Le personnel de la SCC de Virginie doit déposer son rapport auprès de la Commission au plus tard le 22 avril 2022, dans lequel il expose ses conclusions et ses recommandations, et Washington Gas peut déposer sa réponse au rapport du personnel au plus tard le 8 mai 2022. Une décision de la SCC de Virginie est attendue vers le 30 mai 2022.

Le 17 décembre 2021, Washington Gas a déposé un projet de modification de son plan de conservation du gaz naturel et d'efficacité de la tarification (le « plan CARE ») pour la période allant de mai 2022 à avril 2025, proposant de poursuivre et d'élargir son portefeuille de programmes d'efficacité énergétique à l'intention des clients de la Virginie avec un budget total sur trois ans d'environ 12 millions de dollars américains. Le rapport du personnel sur les conclusions et les recommandations doit être publié le 18 mars 2022, et les commentaires de Washington Gas sur le rapport doivent être reçus le 1^{er} avril 2022. Une décision de la SCC de Virginie est attendue au deuxième trimestre de 2022.

À l'occasion de l'acquisition de WGL, AltaGas et WGL ont pris des engagements conformes à l'accord de règlement de la PSC du DC et aux conditions d'approbation de la PSC du Maryland et de la SCC de Virginie. Entre autres, ces engagements comprennent des crédits de tarification distribuables aux clients résidentiels et non résidentiels afin de compenser en partie les hausses tarifaires découlant de l'expansion des gazoducs, de l'extension du service de gaz naturel sur une période de dix ans et d'autres programmes, divers engagements d'intérêt public et des programmes de sécurité. Au 31 décembre 2021, une tranche d'environ 7 millions de dollars américains de ces engagements de fusion a été passée en charges mais n'a pas été payée. En outre, il existe un certain nombre d'engagements opérationnels, notamment le financement de l'atténuation des fuites et la réduction du nombre de fuites non encore traitées, le financement des efforts de prévention des dommages, l'élaboration de projets d'extension du service de gaz naturel, le maintien des normes de qualité de service qui existaient avant la fusion, y compris les temps de réponse aux appels concernant l'odeur, l'accroissement de la diversité des fournisseurs, la réalisation d'économies de synergie, ainsi que des rapports et un suivi liés à tous les engagements, et le développement de 15 mégawatts de stockage d'énergie du réseau électrique ou de ressources renouvelables de niveau 1 dans les cinq ans suivant la clôture de la fusion.

Hampshire Gas

Hampshire est propriétaire d'installations de stockage de gaz naturel souterraines, notamment d'installations d'acheminement par pipeline situées à l'intérieur et aux environs du comté de Hampshire, en Virginie-Occidentale, qu'elle exploite au service de Washington Gas. Hampshire est réglementée par la FERC. Washington Gas achète toute la capacité de stockage de Hampshire et inclut le coût des services dans le coût des produits inscrits dans ses factures d'énergie à tarifs réglementés présentées à ses clients. Hampshire fonctionne selon un tarif à coût de service transféré, approuvé par la FERC.

SEMCO Energy

Le siège de SEMCO Energy est situé à Port Huron, au Michigan. Sa principale activité est un service public de gaz. Elle exploite des divisions de transport et de distribution de gaz naturel réglementées au Michigan et fait affaire sous la dénomination de SEMCO Gas dans cet État et d'ENSTAR en Alaska. Le service public de gaz de SEMCO Energy comprend également une participation de 65 % dans CINGSA, entreprise réglementée de stockage de gaz naturel de l'Alaska. Le service public de gaz rapporte environ 99 % des revenus d'exploitation consolidés de SEMCO Energy en 2021. Le service public de gaz achète, transporte, distribue, entrepose et vend du gaz naturel et des services accessoires de distribution de gaz à des clients résidentiels, commerciaux et industriels. Elle constitue le plus grand secteur d'activité de SEMCO Energy.

SEMCO Gas

Au Michigan, SEMCO Gas distribue du gaz naturel à environ 317 000 clients réglementés dans le sud du Michigan et la partie supérieure de la péninsule de cet État. Environ 92 % de la clientèle est résidentielle. Les autres clients sont des centrales électriques, des usines alimentaires, des fabricants de meubles et d'autres clients industriels.

Le nombre moyen de clients de SEMCO Gas a augmenté, en moyenne, d'environ 1 % par année au cours des trois dernières années (augmentation approximative de 1 % en 2021). Bien que cette tendance puisse connaître des variations occasionnelles, la consommation moyenne annuelle de gaz par client au Michigan est, à long terme, en baisse graduelle en raison des incitations à investir dans des maisons et des appareils plus écoénergétiques.

SEMCO Gas cherche les occasions de s'implanter dans les régions qui ne sont pas encore alimentées au gaz naturel. Les possibilités d'expansion qui existent actuellement impliquent une croissance relativement modeste, mais SEMCO Gas n'en demeure pas moins résolue à appliquer sa stratégie qui consiste à réaliser les projets d'expansion qui dégagent le rendement des investissements visé par la direction.

Exploitation

Le réseau de transport et de livraison de gaz naturel de SEMCO Gas au Michigan compte des pipelines de transport de gaz totalisant environ 197 milles et des canalisations de distribution de gaz totalisant environ 6 460 milles. Ces pipelines et canalisations sont répartis dans la moitié sud de la péninsule du Michigan (englobant les villes d'Albion, de Battle Creek, de Holland, de Niles, de Port Huron et de Three Rivers et leurs environs) ainsi que dans les zones centrale, orientale et occidentale de la partie supérieure de la péninsule du Michigan.

SEMCO Gas a accès au gaz naturel provenant des États-Unis et du Canada par l'entremise des gazoducs interétatiques et intraétatiques du Michigan et des environs. Pour fournir du gaz à ses clients du Michigan, SEMCO a négocié des conditions types d'achat de gaz naturel avec divers fournisseurs aux termes de la convention modèle du NAESB.

Le tableau qui suit présente, par catégorie de client, les livraisons de gaz de SEMCO Gas :

	2021	2020
Livraisons : Livraisons : (en MDth)		
Secteur résidentiel	24 245	24 973
Secteur commercial	14 027	14 072
Transport	20 920	21 422
Gaz au choix du client ¹⁾	3 049	3 219
Total des livraisons	62 241	63 686

	2021	2020
Clients à la fin de l'exercice²⁾ :		
Secteur résidentiel	270 312	265 168
Secteur commercial	24 500	24 113
Transport	268	255
Gaz au choix du client ¹⁾	21 490	22 988
Total des clients	316 570	312 524

1) Au Michigan, la MPSC offre un programme appelé le Gas Customer Choice Program aux termes duquel les clients peuvent choisir d'acheter le gaz naturel d'un autre fournisseur, alors que SEMCO Gas continue de leur facturer les frais d'utilisation et de distribution applicables, majorés d'une charge compensatrice.

2) Compte non tenu des clients de l'entreprise non réglementée de SEMCO Gas.

Caractère saisonnier

Au Michigan, la distribution de gaz naturel est une activité saisonnière, vu que la majeure partie de la demande se concentre durant la saison de chauffage qui va de novembre à mars. Par conséquent, les différents produits et bénéfices trimestriels annualisés ne donnent pas une indication des résultats annuels.

Les volumes prévus de SEMCO Gas sont fondés sur la moyenne mobile sur 15 ans des degrés-jours prévus pour la période. Les variations de température ont une incidence sur les résultats d'exploitation de SEMCO Gas.

Évolution de la réglementation et demandes aux autorités

Comme il lui a été demandé par la MPSC dans son ordonnance de septembre 2012, SEMCO Gas a remis à la MPSC une étude sur l'amortissement en septembre 2017, fondée sur les données de 2016. Le 9 avril 2018, la MPSC a délivré une ordonnance approuvant l'accord de règlement et les nouveaux taux d'amortissement. Les nouveaux taux reflètent un rajustement à la hausse d'environ 2 millions de dollars américains de la charge d'amortissement par rapport au taux actuel et sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2019. SEMCO Gas est tenue de déposer une nouvelle demande d'amortissement et une étude d'amortissement révisée auprès de la MPSC d'ici le 30 septembre 2022 en fonction des données de 2021.

Le 31 mai 2019, SEMCO Gas a demandé à la MPSC l'autorisation d'augmenter ses tarifs de base d'environ 38 millions de dollars américains par année sur la base de l'exercice de référence de 2020. L'augmentation tarifaire demandée tenait compte de l'inflation des coûts d'exploitation et d'entretien depuis la dernière demande tarifaire en 2010 ainsi que de l'investissement dans le gazoduc de jonction Marquette. Considérant le réexamen imminent du PRC en 2020, cette demande comprenait l'ajout d'un nouveau PRC et l'introduction d'un PAFI pour recouvrer les coûts en capital associés au remplacement de certaines canalisations, de certains services et d'autres éléments d'infrastructure au moyen de droits supplémentaires semblables à ceux du PRC actuellement en vigueur. En novembre 2019, un accord de règlement a été déposé en vue d'une augmentation tarifaire d'environ 20 millions de dollars américains et d'un rendement des capitaux propres autorisé de 9,87 %. La MPSC a approuvé le règlement en décembre 2019 et les nouveaux tarifs sont entrés en

vigueur le 1^{er} janvier 2020. Par suite de l'approbation du PAFI, SEMCO Gas réalisera certains projets totalisant 55 millions de dollars américains afin d'améliorer la fiabilité de l'infrastructure et des frais supplémentaires seront facturés aux clients à compter de 2021. SEMCO Gas ne peut pas demander une augmentation de ses tarifs généraux entrant en vigueur avant le 1^{er} janvier 2023.

Le 15 avril 2020, la MPSC a rendu une ordonnance autorisant les services publics à comptabiliser un actif réglementaire pour tenir compte des mauvaises créances excédant les tarifs approuvés. La question du recouvrement des coûts additionnels n'a pas été abordée dans l'ordonnance, mais les services publics ont soumis des commentaires et des réponses respectivement les 30 avril 2020 et 13 mai 2020 sur ce que la MPSC devrait considérer comme des coûts extraordinaires, des économies de coûts et des produits additionnels en lien avec la COVID-19, et sur la façon de faire le suivi de ces coûts. De plus, l'ordonnance comprenait une liste des mesures additionnelles de protection des clients. Le 23 juillet 2020, la MPSC a délivré une ordonnance selon laquelle tout service public à tarifs réglementés cherchant à recouvrer les charges liées à la COVID-19 autres que les charges non recouvrables devait faire une demande d'information auprès de la MPSC au plus tard le 2 novembre 2020. SEMCO Gas n'a pas établi d'actif réglementaire pour les mauvaises créances car celles-ci ne devraient pas dépasser la valeur approuvée lors de la dernière demande tarifaire. En outre, SEMCO Gas a jugé que l'avantage de procéder au dépôt d'une demande de recouvrement des coûts supplémentaires liés à la COVID-19 serait minime compte tenu des frais juridiques associés à un tel dépôt réglementaire.

La MPSC a émis une ordonnance le 18 février 2021 à la suite d'un rapport du personnel de la MPSC sur l'accessibilité et l'abordabilité énergétiques. L'ordonnance exige que le personnel de la MPSC crée un groupe de travail sur l'accessibilité et l'abordabilité énergétiques afin de coordonner les efforts et de trouver des efficiences entre le groupe de travail sur la RDE pour les familles à faible revenu (EWR Low-Income workgroup) et le groupe de travail sur le programme d'assistance énergétique mensuelle (Monthly Energy Assistance Program workgroup). La première réunion du groupe de travail a eu lieu le 8 avril 2021. Le personnel de la MPSC a déposé un rapport provisoire sur les progrès et les recommandations le 17 décembre 2021, qui recommandait le maintien de la collaboration entre les services de réduction des déchets énergétiques et l'assistance énergétique pour promouvoir l'abordabilité et l'accessibilité de l'énergie.

Le 1^{er} juillet 2021, SEMCO a soumis à l'approbation de la MPSC son plan de RDE de 2022-2023, une forme de programme d'efficacité énergétique pour ses clients. SEMCO prévoit consacrer environ 30 millions de dollars américains à la réduction des déchets énergétiques en 2022 et 2023 afin d'atteindre un objectif combiné d'économies d'énergie pour la première année d'environ 10,1 millions d'unités thermiques. SEMCO a déposé son mémoire le 3 décembre 2021 et son mémoire en réponse le 22 décembre 2021. Une ordonnance de la Commission est attendue vers le deuxième trimestre de 2022.

ENSTAR

En Alaska, ENSTAR distribue du gaz naturel à environ 150 000 clients dans la région métropolitaine d'Anchorage et la région environnante de Cook Inlet. Environ 91 % de la clientèle est résidentielle. Les autres acheteurs sont des hôpitaux, des universités et des édifices gouvernementaux. ENSTAR transporte aussi du gaz vers des centrales électriques et une usine de GNL. La zone desservie par ENSTAR comprend plus de 60 % de la population de l'Alaska.

Le nombre moyen de clients d'ENSTAR a augmenté, en moyenne, d'environ 1 % par année au cours des trois dernières années (augmentation de 1 % en 2021). Bien que cette tendance puisse connaître des variations occasionnelles, la consommation moyenne annuelle de gaz par client en Alaska est, à long terme, en baisse graduelle en raison des incitations à investir dans des maisons et des appareils plus écoénergétiques.

Exploitation

Le réseau de livraison de gaz naturel d'ENSTAR (y compris Alaska Pipeline Company, filiale de SEMCO Energy) comprend des canalisations de transport de gaz totalisant environ 444 milles et des canalisations de distribution de gaz totalisant environ 3 199 milles. Les canalisations de transport et de distribution d'ENSTAR se trouvent à Anchorage et dans la région de Cook Inlet, en Alaska.

Par le passé, ENSTAR avait accès aux importants gisements de gaz naturel de Cook Inlet, qui se trouvent dans le territoire qu'elle dessert ou à proximité. Comme le réseau de distribution d'ENSTAR, y compris le réseau de canalisations de transport d'Alaska Pipeline Company, n'est pas relié aux principaux gazoducs interétatiques ou intraétatiques, ENSTAR n'a pas accès au gaz naturel provenant d'ailleurs en Alaska, du Canada ou des 48 États du sud. Par conséquent, ENSTAR doit s'approvisionner en gaz naturel aux termes de contrats conclus avec des producteurs situés dans la région de Cook Inlet ou à proximité. La production de gaz naturel de Cook Inlet a nettement baissé ces dernières années, tout comme le volume livrable pouvant être obtenu des producteurs de Cook Inlet. Des contrats à long terme conclus avec des producteurs de Cook Inlet jusqu'en 2033 répondent à la majeure partie des besoins d'approvisionnement en gaz et de livraison de gaz d'ENSTAR.

Afin de mieux répondre à la demande saisonnière des clients d'ENSTAR, SEMCO Energy a aménagé l'installation de stockage de CINGSA.

Le tableau qui suit présente, par catégorie de clients, les livraisons de gaz d'ENSTAR :

	2021	2020
Livraisons : Livraisons : (en MDth)		
Secteur résidentiel	21 230	20 738
Secteur commercial	14 203	13 887
Transport	22 385	22 046
Total des livraisons	57 818	56 671

	2021	2020
Clients à la fin de l'exercice :		
Secteur résidentiel	137 229	135 782
Secteur commercial	13 114	13 096
Transport	13	13
Total des clients	150 356	148 891

Caractère saisonnier

En Alaska, la distribution de gaz naturel est une activité saisonnière, vu que la majeure partie de la demande se concentre durant la saison de chauffage qui va de novembre à mars. Par conséquent, les différents produits et bénéfices trimestriels annualisés ne donnent pas une indication des résultats annuels.

Les volumes prévus d'ENSTAR sont fondés sur la moyenne mobile sur 10 ans des degrés-jours prévus pour la période. Les variations de température ont une incidence sur les résultats d'exploitation d'ENSTAR.

Évolution de la réglementation et demandes aux autorités

Le 23 mars 2018, la RCA a écrit à plusieurs services publics d'Alaska appartenant à des investisseurs pour connaître leur projet de réponse à la TCJA. Le 26 avril 2018, ENSTAR a déposé auprès de la RCA son projet de réduction des tarifs, qui reflète une réduction de 5 millions de dollars américains par rapport aux besoins annuels en produits qui avaient été établis

en octobre 2017. Le 29 mai 2018, la RCA a approuvé la réduction des tarifs proposée par ENSTAR, et les tarifs réduits ont commencé à être appliqués le 1^{er} juin 2018. ENSTAR s'attend à résoudre la question de l'impôt reporté excédentaire dans sa prochaine demande tarifaire. Le 4 novembre 2020, ENSTAR a déposé une requête en vue d'être dispensée de l'obligation de déposer une demande tarifaire le 1^{er} juin 2021 en fonction de l'année de référence de 2020, et que la date limite de dépôt soit reportée au 1^{er} juin 2022, fondée sur l'année de référence 2021. Trois clients d'ENSTAR ont joint leur requête à celle d'ENSTAR et le procureur général a déposé un avis de non-opposition. Le 15 décembre 2020, la RCA a émis une ordonnance qui prolonge le délai du dépôt de la prochaine demande tarifaire d'ENSTAR jusqu'au 1^{er} juin 2022, fondée sur l'année de référence 2021.

Le 30 novembre 2018, le centre-sud de l'Alaska a été touché par un séisme de magnitude 7,1 dont l'épicentre était près d'Anchorage, en Alaska. De nombreuses fuites de gaz en surface et souterraines sont survenues sur le territoire desservi par ENSTAR. Le 2 décembre 2019, ENSTAR a demandé à la RCA d'inclure dans sa prochaine demande tarifaire, un actif réglementaire différé pour lui permettre de recouvrer les pertes non assurées occasionnées par le séisme. Le 20 octobre 2020, la RCA a approuvé la création d'un actif réglementaire d'une valeur d'environ 1 million de dollars américains, à amortir et à recouvrer par le biais de tarifs sur une période qui devra être établie dans le cadre de la prochaine demande tarifaire d'ENSTAR.

Le 10 avril 2020, le gouverneur de l'Alaska a signé le projet de loi du Sénat 241, qui permet aux services publics certifiés d'enregistrer un actif réglementaire au titre des coûts extraordinaires et des factures de services publics résidentiels non recouvrables qui découlent de l'état d'urgence sanitaire liée à la COVID-19 déclaré par le gouverneur le 11 mars 2020. Les dépenses extraordinaires considérées par les services publics comme résultant de la COVID-19 doivent être approuvées par la RCA avant de pouvoir être recouvrées par le biais de tarifs futurs. En réponse au projet de loi du Sénat 241, le 15 avril 2020, la RCA a ouvert un dossier d'information pour recueillir de l'information, notamment sur la manière dont les services publics gèrent la situation de la COVID-19 et ses conséquences. Elle discutera également des articles du projet de loi du Sénat 241 concernant les délais pour les mesures de la Commission et les actifs réglementaires lors d'une réunion publique ultérieure. ENSTAR a reçu un financement d'environ 1,2 million de dollars américains aux termes de la CARES Act des villes d'Anchorage, de Palmer, de Wasilla et de Mat-Su Borough, qui a été affecté en totalité aux comptes des clients d'ENSTAR.

CINGSA

SEMCO Energy, par le truchement d'une filiale, détient une participation de 65 % dans CINGSA. CINGSA a été constituée en vue de construire l'installation de stockage de CINGSA et d'en être le propriétaire-exploitant. Le gaz naturel est injecté dans l'installation de stockage de CINGSA durant l'été et les retraits se font l'hiver, suivant les besoins.

CINGSA offre un service de stockage de gaz ferme à ENSTAR et à deux services publics d'électricité de la région de Cook Inlet ainsi qu'un service de stockage de gaz interruptible à ENSTAR et à quatre autres clients. ENSTAR a souscrit environ 80 % de la capacité initiale de CINGSA et environ 69 % de la capacité initiale d'injection et de prélèvement de gaz y étant associée. Le reste de la capacité initiale et de la capacité d'injection et de prélèvement se répartit parmi les autres clients.

Évolution de la réglementation et demandes aux autorités

Le 2 mars 2020, CINGSA a déposé une proposition comme l'exigeait la RCA dans sa décision d'août 2019 sur la demande tarifaire de CINGSA. CINGSA a soumis sa preuve testimoniale écrite en août 2020 et les autres parties ont déposé leurs

réponses en novembre 2020. CINGSA a déposé sa réplique le 15 janvier 2021. Le 22 février 2021, CINGSA a déposé une stipulation auprès de la RCA. Le 21 mai 2021, la RCA a rendu une ordonnance acceptant la stipulation.

Le 1^{er} juillet 2021, CINGSA a déposé une demande tarifaire auprès de la RCA afin d'obtenir l'approbation d'une augmentation des produits d'environ 1,9 million de dollars américains fondée sur une base tarifaire de 105,5 millions de dollars américains, un RCP de 11,9 % et un ratio des capitaux propres de 59,99 %. Le dépôt proposait une augmentation tarifaire provisoire générale de 2 % avec prise d'effet le 1^{er} août 2021, que la RCA a approuvée le 29 juillet 2021. L'interrogatoire préalable sur le témoignage direct de CINGSA a pris fin le 30 décembre 2021. CINGSA a déposé un témoignage supplémentaire le 31 janvier 2022 et le témoignage des intervenants devait être entendu le 11 février 2022. L'audition de la preuve est prévue en juin 2022 et une décision est attendue vers la fin du troisième trimestre de 2022.

Commercialisation de l'énergie au détail

Les activités de commercialisation de l'énergie au détail d'AltaGas sont menées par WGL Energy Services, qui vend du gaz naturel et de l'électricité directement à des clients résidentiels, commerciaux et industriels au Maryland, en Virginie, au Delaware, en Pennsylvanie, en Ohio et dans le district de Columbia.

WGL Energy Services a conclu une convention d'approvisionnement garanti avec Shell Energy North America (US) L.P. (« Shell Energy »). Aux termes de cette convention, WGL Energy Services peut acheter la majeure partie de son énergie, de son gaz naturel et des produits connexes à Shell Energy selon des modalités qui atténuent les risques liés à la trésorerie imputables aux dépôts de garantie. Bien qu'il soit prévu que Shell Energy sera le principal fournisseur de gaz naturel et d'électricité, WGL Energy Services conserve le droit de s'approvisionner auprès d'autres fournisseurs. La convention d'approvisionnement conclue avec Shell Energy expire en mars 2024.

Gaz naturel

Au 31 décembre 2021, WGL Energy Services desservait environ 89 500 clients résidentiels, commerciaux et industriels au Maryland, en Virginie, au Delaware, en Pennsylvanie et dans le district de Columbia. WGL Energy Services est soumise aux autorités régissant les services publics des territoires où elle est un fournisseur de services agréé. WGL Energy Services obtient par contrat une capacité de stockage et d'acheminement par pipeline qui répond aux besoins de ses clients principalement par la mise en disponibilité de transport et des services de stockage attribués par des services publics dans les lieux desservis par plusieurs gazoducs interétatiques. Pour compléter l'approvisionnement en gaz naturel pendant les périodes de forte demande, WGL Energy Services conserve un stock de gaz dans ses installations assignées par des services publics de gaz naturel comme Washington Gas. Ce stock permet à WGL Energy Services de faire face aux fluctuations quotidiennes et mensuelles de la demande et de minimiser l'incidence de la volatilité du cours du gaz.

Électricité

Au 31 décembre 2021, WGL Energy Services avait environ 88 100 comptes de clients résidentiels, commerciaux et industriels d'électricité, situés au Maryland, au Delaware, en Pennsylvanie, en Ohio et dans le district de Columbia. WGL Energy Services n'est pas propriétaire ni exploitant d'autres installations de production, de transport ou de distribution d'électricité.

Concurrence

WGL Energy Services fait concurrence à des fournisseurs d'énergie en gros, à des services publics d'électricité réglementés et à d'autres tiers négociants dans la vente de gaz naturel et d'électricité à des clients. Les négociants de gaz naturel et d'électricité rivalisent principalement sur le plan du prix, d'où la relative faiblesse des marges brutes.

Une forte volatilité du prix de gros du gaz naturel pourrait avoir une incidence favorable ou défavorable sur les activités. Par conséquent, les politiques et pratiques de gestion du risque cherchent à minimiser le risque que les engagements d'achat et les engagements de vente correspondants ne concordent pas étroitement. En règle générale, les occasions de générer des profits sont plus nombreuses lorsque la volatilité des prix du gaz naturel augmente. Ces occasions sont principalement des écarts sur le transport et le stockage à court terme, des écarts sur le stockage saisonnier ainsi que des opérations d'approvisionnement et de base à long terme.

Afin de proposer des tarifs concurrentiels à ses clients de détail et conformément à ses politiques et pratiques de gestion des risques, WGL Energy Services gère ses portefeuilles de contrats en tentant de faire correspondre le plus étroitement possible les engagements de livraison des fournisseurs aux exigences à respecter pour servir les acheteurs. La tarification des services standard offerte par les services publics d'électricité a une forte incidence sur la possibilité de faire croître la clientèle des résidences et des petits commerces de WGL Energy Services. Cette tarification est rajustée périodiquement par catégorie de clients selon les exigences réglementaires de chaque autorité compétente. Les occasions de croissance de la clientèle augmentent ou diminuent selon la corrélation qui existe entre la tarification de ces offres de service standard et les prix actuels du marché.

Incidences des facteurs environnementaux sur l'entreprise de services publics

Washington Gas

Washington Gas est assujettie à la législation et à la réglementation fédérales, étatiques et locales en matière d'environnement. Ces lois et règlements pourraient exiger des dépenses soutenues au fil du temps dans le but de contrôler les effets environnementaux. Le coût de la conformité aux lois et règlements en matière d'environnement peut être considérable et est susceptible de changer. Presque toutes les obligations environnementales liées aux activités de Washington Gas sont des frais de remise en état des sites d'UGS exploitées par elle ou un prédécesseur ou des sites de réservoirs de gaz. Il est difficile d'estimer avec précision les obligations au titre des coûts d'intervention environnementale en raison des divers facteurs variables qui peuvent avoir une incidence sur les coûts éventuels de remise en état d'un site donné. Ces facteurs comprennent notamment les éléments suivants :

- la complexité du site;
- l'évolution de la législation et de la réglementation fédérales, étatiques et locales en matière d'environnement;
- le nombre d'organismes de réglementation ou d'autres parties en cause;

- l'obsolescence d'anciennes technologies ou l'inefficacité d'une technologie existante;
- le degré de remise en état requis;
- les écarts entre le temps estimé et réel requis pour l'assainissement d'un site contaminé.

Washington Gas a repéré jusqu'à 10 sites où elle ou ses prédécesseurs pourraient avoir exploité une UGS. Washington Gas a utilisé une de ces usines pour la dernière fois en 1984. Washington Gas sait qu'en raison de l'exploitation de ces usines, il y a du goudron de houille et certains autres sous-produits du procédé de fabrication du gaz sur certains anciens sites ou près d'eux et qu'il pourrait y en avoir sur d'autres sites.

Washington Gas est actuellement en train d'assainir son installation de East Station située dans le district de Columbia et adjacente à la rivière Anacostia, en application d'un décret de consentement de 2012 intervenu avec le district de Columbia et le gouvernement fédéral. Les mesures d'assainissement comprennent le pompage et le traitement des eaux souterraines, la récupération du goudron, le confinement du sol et d'autres traitements. En outre, Washington Gas a accepté de mener une enquête sur le site d'un terrain adjacent situé à l'est de l'installation détenue par le district de Columbia et de présenter ses conclusions dans un rapport sous la supervision du Department of Energy and Environment (DOEE). Des mesures d'assainissement supplémentaires pourraient être nécessaires pour ce terrain.

Washington Gas a accepté de mener une enquête sur un autre terrain adjacent, connu sous le nom de « Eastern Power Boat Club Property » et situé à l'est de l'installation appartenant au district de Columbia, et de présenter ses conclusions dans un rapport sous la supervision du DOEE. Le 12 juillet 2019, le terrain a fait l'objet d'une ordonnance administrative du DOEE. Cette ordonnance administrative a été retirée et Washington Gas a négocié avec le DOEE une ordonnance sur consentement qui est entrée en vigueur le 11 mars 2020. Aux termes de l'ordonnance administrative sur consentement, Washington Gas a remis un rapport d'enquête sur l'assainissement le 26 février 2021. Le 11 mars 2021, Washington Gas a reçu une ordonnance administrative concernant la présence présumée d'irisations sur la rivière Anacostia. Washington Gas a interjeté appel de l'ordonnance administrative auprès de l'Office of Administrative Hearings du district de Columbia le 26 mars 2021. L'appel est en instance.

Washington Gas pourrait être responsable du nettoyage environnemental et des coûts gouvernementaux associés au projet Anacostia River Sediment (ARSP). En février 2016, Washington Gas a reçu une lettre du DOEE et du Service national des parcs (SNP) relativement au ARSP, dans laquelle il était mentionné que le district de Columbia mène sa propre étude d'assainissement et de faisabilité sur la rivière pour déterminer si des mesures de nettoyage sont requises et dresser une évaluation des dommages causés aux ressources naturelles. Par la suite, le DOEE a rendu une décision intermédiaire en vue de la remise en état de zones d'intervention rapide (*Early Action Areas*) sur la rivière Anacostia. Bien que la décision intermédiaire indique que le site East Station fait partie des quinze sites pouvant faire l'objet de nettoyage environnemental, le DOEE suggère que les travaux de remise en état à ce site se poursuivent en application de l'ordonnance administrative sur consentement de Washington Gas plutôt que dans le cadre de l'ARSP. Le 14 juin 2021, Washington Gas a reçu des lettres du DOEE et du SNP avisant la Société qu'elle pourrait être responsable des coûts de nettoyage environnemental et des coûts gouvernementaux associés à l'ARSP. Le 12 novembre 2021, Washington Gas a été avisée par le DOEE, le Department of Interior des États-Unis et la National Oceanic and Atmospheric Administration que ces agences, en tant que fiduciaires, effectueront une évaluation des dommages aux ressources naturelles (Natural Resource Damage Assessment) de la rivière Anacostia et que Washington Gas a été identifiée comme une partie potentiellement responsable. Pour l'instant, Washington Gas est dans l'incapacité d'estimer le montant des dommages potentiels ou le temps que durera l'enquête environnementale du district de Columbia relativement à la rivière Anacostia. La méthode de répartition n'a pas encore été

déterminée, mais Washington Gas a quand même inscrit une provision fondée sur une fourchette d'estimations possibles pour sa part des frais de l'étude de faisabilité.

Le 27 mai 2021, Washington Gas a déposé une demande au titre du Voluntary Cleanup Program (VCP) du Department of Environment du Maryland pour un ancien site d'un réservoir de gaz situé à Chillum, au Maryland. Selon la demande au titre du VCP, Washington Gas a accumulé un montant pour le site de Chillum basé sur les coûts potentiels d'une gamme d'options d'assainissement. Des ordonnances réglementaires délivrées par la PSC du MD autorisent Washington Gas à recouvrer les coûts liés aux sites qui relèvent du Maryland jusqu'en 2035. Les ordonnances tarifaires délivrées par la PSC du DC autorisent Washington Gas à recouvrer pendant trois ans les coûts des interventions environnementales engagés prudemment ainsi qu'à différer d'autres coûts engagés entre les demandes tarifaires. Des ordonnances réglementaires délivrées par la SCC de Virginie autorisent globalement Washington Gas à recouvrer les coûts de remise en état engagés prudemment, pour autant qu'ils ont été inclus dans les données financières sous-jacentes à l'appui d'une demande de modification tarifaire.

Si des révisions sont apportées aux lois ou aux règlements sur l'environnement et que d'autres travaux d'expertise et d'assainissement doivent être entrepris sur les sites à l'avenir, Washington Gas pourrait considérablement engager sa responsabilité. Ces dépenses pourraient être compensées par des actifs réglementaires. Les coûts qui ne seraient pas entièrement recouverts auprès des clients au moyen de procédures réglementaires ou auprès des assureurs ou d'autres personnes potentiellement responsables dans les territoires desservis par Washington Gas réduiront le bénéfice et les résultats d'exploitation de Washington Gas.

SEMCO Gas

SEMCO Gas a terminé ses travaux d'expertise et d'assainissement des deux sites où étaient situées les usines de gaz synthétique dont elle avait la responsabilité et elle a obtenu des lettres du Department of Environment, Great Lakes, and Energy du Michigan attestant qu'aucune autre mesure n'était requise relativement à ces deux sites. SEMCO Gas va continuer de surveiller ces sites à l'avenir comme l'exigent les lettres attestant qu'aucune autre mesure n'est requise.

Conformément à une ordonnance comptable rendue par la MPSC, les frais d'enquête et d'assainissement d'ordre environnemental engagés par SEMCO Gas pour des terrains où étaient situées ces usines de gaz synthétique sont reportés et amortis sur dix ans. La charge d'amortissement connexe ne peut être prise en compte dans les tarifs avant que les coûts fassent l'objet d'un examen par la MPSC dans le cadre d'une demande de base tarifaire. Si les coûts ne sont pas entièrement recouverts auprès des clients au moyen de procédures réglementaires ou auprès des assureurs ou d'autres personnes potentiellement responsables, ils seront soustraits du bénéfice et des résultats d'exploitation de SEMCO.

En raison des lettres attestant qu'aucune autre mesure n'est requise qu'elle a reçues à ce jour, SEMCO croit qu'il est peu probable que sa responsabilité soit engagée relativement à ces sites. Toutefois, si les lois sur l'environnement évoluent et que d'autres travaux d'enquête et d'assainissement doivent être entrepris sur les deux sites à l'avenir, SEMCO Gas pourrait considérablement engager sa responsabilité. Ces dépenses pourraient être compensées par des actifs réglementaires.

Les règlements sur l'environnement, la santé et la sécurité peuvent aussi obliger SEMCO Gas à installer des dispositifs antipollution, à modifier ses activités ou à prendre d'autres mesures correctives dans ses installations.

Réglementation fédérale américaine sur l'air et les GES

Programme de déclaration des gaz à effet de serre (GHGRP des É.-U.)

Le GHGRP des É.-U. oblige les grands responsables des émissions de GES, les fournisseurs de carburant et de gaz industriels et les sites d'injection de CO₂ aux États-Unis à déclarer certaines données sur les GES et d'autres renseignements pertinents. Un total de 41 catégories de déclarants sont visées par le GHGRP des É.-U. Les installations établissent si elles sont tenues de faire des déclarations en fonction du type d'exploitation auxquelles elles se livrent, de leurs niveaux d'émission ou d'autres facteurs. Il est généralement demandé aux installations de présenter des rapports annuels en application de la partie 98 dans les cas suivants :

- les émissions de GES provenant des sources visées sont supérieures à 25 000 tonnes métriques d'équivalent-CO₂ par an;
- l'approvisionnement en certains produits entraînera 25 000 tonnes métriques d'équivalent-CO₂ d'émissions de gaz à effet de serre si ces produits sont dégagés, brûlés ou oxydés;
- l'installation reçoit au moins 25 000 tonnes métriques de CO₂ destinées à l'injection souterraine.

Toutes les installations d'AltaGas et certains de ses services publics aux États-Unis exercent leurs activités conformément au GHGRP des É.-U.

Voir l'exposé sur les règlements fédéraux et étatiques des États-Unis portant sur les émissions atmosphériques à la rubrique « Activités de la Société – Secteur Siège social/autres – Incidences des facteurs environnementaux sur le secteur Siège social/autres ».

ENTREPRISE INTERMÉDIAIRE

L'entreprise intermédiaire d'AltaGas a rapporté des produits de 6,5 milliards de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (1,6 milliard de dollars en 2020), soit environ 62 % (30 % en 2020) des produits totaux d'AltaGas avant élimination des chiffres intersectoriels et des activités du secteur Siège social/autres. L'augmentation est principalement attribuable à l'incidence sur un exercice complet du regroupement de Petrogas en 2021.

Entreprise intermédiaire

Le secteur intermédiaire d'AltaGas est une plateforme nord-américaine de premier plan qui relie les clients et les marchés. De la tête du puits jusqu'aux voies maritimes et au-delà, la Société veut offrir à ses clients un service et une connectivité sécuritaires et fiables qui leur permettent d'obtenir les meilleurs résultats possible pour leurs entreprises. Cela comprend l'accès au marché mondial pour les GPL nord-américains, qui procure aux producteurs et aux courtiers-producteurs nord-américains des revenus nets intéressants pour le propane et le butane tout en offrant une diversité d'approvisionnement et en soutenant une plus grande sécurité énergétique en Asie.

La plateforme du secteur intermédiaire d'AltaGas est fortement axée sur la zone de ressources Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique et se concentre sur les exportations mondiales, ce qui, selon la Société, représente la voie vers le développement des ressources à long terme. AltaGas exploite également un ensemble plus large d'actifs d'infrastructure

intermédiaires dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) et dans certaines régions des États-Unis, qui 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 fondamentaux étroitement reliés contribuent à la chaîne de valeur de la Société, de la tête de puits jusqu'aux voies maritimes et au-delà. Ces piliers comprennent :

- les exportations mondiales, pilier qui inclut les deux terminaux d'exportation de GPL d'AltaGas où la Société a la capacité d'exporter jusqu'à 150 000 b/j de propane et de butane vers les principaux marchés d'Asie;
- la collecte et de l'extraction de gaz naturel, qui comprend une capacité de traitement des extractions de 1,2 Gpi³/j et une capacité de traitement de gaz brut d'environ 1,2 Gpi³/j, qui est fortement axée sur Montney;
- la plateforme de fractionnement et de manipulation de liquides, qui comprend une capacité de fractionnement de 65 Mb/j et une importante empreinte de manipulation de liquides qui opère sous les bannières AltaGas et Petrogas.

Le secteur intermédiaire comprend également les activités de commercialisation du gaz naturel et des LGN, la logistique nationale, les terminaux de camionnage et de transport ferroviaire ainsi que la capacité de stockage de liquides d'environ 3,2 millions de barils par le biais d'un réseau de cavernes de sel souterraines grâce à la coentreprise de stockage de Strathcona de la Société avec ATCO Energy Solutions Ltd, ainsi qu'à la participation de 10 % d'AltaGas dans le pipeline Mountain Valley.

Exportations mondiales

Les installations d'exportation mondiale d'AltaGas cherchent à procurer aux producteurs de l'Amérique du Nord un accès au marché mondial et une valeur supplémentaire pour les LGN. Les installations d'exportation mondiale étendent la chaîne de valeur intégrée d'AltaGas et contribuent à faire augmenter les volumes sur le réseau d'AltaGas, ce qui favorise la croissance future de la plateforme globale d'infrastructures intermédiaires comptant une capacité d'exportation actuelle jusqu'à 150 000 b/j vers les marchés asiatiques.

Le 15 octobre 2021, AltaGas a déposé auprès de la Régie de l'énergie du Canada une demande de permis d'exportation de 40 000 b/j de butane d'une durée de 25 ans. La demande permet à AltaGas et à ses partenaires de continuer à connecter les volumes croissants de production de GPL de l'Ouest canadien aux marchés mondiaux.

RIPET

Le 16 octobre 2015, AltaGas a conclu une entente avec RTI relativement au projet RIPET. La construction a commencé en avril 2017. En mai 2017, AltaGas a conclu avec Vopak une convention de coentreprise aux termes de laquelle Vopak a acquis une participation de 30 % dans le RIPET. L'exploitation commerciale du RIPET a débuté en mai 2019 avec l'envoi de la première cargaison de propane à destination de l'Asie.

D'après la production des installations intermédiaires d'AltaGas et les ententes commerciales arrêtées ou actuellement en négociation, le débit physique du RIPET en fin d'année, s'établissait à environ 54 000 b/j en décembre 2021, avec la possibilité d'augmenter le débit au-delà de 80 000 b/j.

Le terminal tire parti du réseau ferroviaire existant du CN et du port le plus profond en Amérique du Nord pour offrir aux producteurs de gaz naturel du Canada un accès direct aux marchés internationaux et des délais d'expédition plus rapides de 15 jours par rapport à la côte américaine du golfe du Mexique. Puisque le RIPET est le terminal nord-américain de GPL le plus près de l'Asie, il permet aux producteurs et aux courtiers-producteurs de gaz naturel et de propane du Canada de diversifier leur accès au marché asiatique, qui est un marché de grande importance pour le propane. Le RIPET a une capacité de stockage de 600 000 barils de propane. AltaGas prévoit accroître la capacité du RIPET en tablant sur ses capacités opérationnelles et sur les réseaux mondiaux de ses cocontractants. Le 21 août 2020, la Régie de l'énergie du Canada (REC) a accordé à AltaGas un permis supplémentaire d'une durée de 25 ans lui permettant d'exporter jusqu'à 46 000 b/j de propane sur les marchés nord-américains et mondiaux depuis le RIPET, portant ainsi la capacité d'exportation totale de propane sous permis de 25 ans à 92 000 b/j. Le ministre des Ressources naturelles a approuvé le permis supplémentaire en décembre 2020.

Installation d'exportation de GPL de Ferndale

Situé à environ 100 milles au nord de Seattle, le terminal d'exportation de GPL de Ferndale représente un point de sortie stratégique pour les volumes de GPL nord-américains. Comme le RIPET, son emplacement est concurrentiel pour desservir le marché très en demande de l'Extrême-Orient, avec des délais moyens d'expédition plus courts et il offre un arbitrage compétitif par rapport à la côte américaine du golfe du Mexique.

La demande du terminal est soutenue par diverses ententes d'achat à long terme avec des fournisseurs canadiens et américains, surtout de régions productrices, d'installations de traitement et de raffineries d'importance situées dans certaines parties de l'Ouest canadien et du nord des États-Unis, y compris la région de Bakken, dans le Dakota du Nord. Petrogas maintient également des contrats de service avec de nombreux fournisseurs ferroviaires de niveau 1 afin de tirer parti des réseaux ferroviaires existants et de profiter des produits offerts à prix concurrentiels dans toute l'Amérique du Nord. Le terminal est également relié par pipeline à deux raffineries régionales, ce qui lui offre des occasions supplémentaires d'approvisionnement, de vente et de rémunération contre service. Le terminal peut traiter plus de 75 000 b/j, et compte une capacité de stockage de 800 000 b sur place et des voies d'évitement pouvant accueillir 40 wagons.

Traitement et extraction du gaz

Les activités de traitement intermédiaires comprennent les réseaux de collecte qui acheminent le gaz naturel pour le compte de producteurs depuis la tête de puits jusqu'aux installations d'AltaGas, où on retire les impuretés et certains composants d'hydrocarbures puis compresse le gaz pour qu'il réponde aux spécifications des réseaux de gazoducs en aval. Les installations de traitement intermédiaires d'AltaGas servent des clients principalement situés dans le BSOC qui livrent le gaz naturel dans des réseaux de gazoducs en aval. Elles relient les producteurs aux marchés mondiaux d'exportation de GNL. AltaGas possède une capacité de traitement nette totale autorisée d'environ 2,4 Gpi³/j, dont environ 15 % peut traiter du gaz corrosif. Toutes les installations de traitement d'AltaGas peuvent extraire des LGN. Les activités de traitement d'AltaGas sont principalement tributaires du débit, de la composition des intrants, des frais de collecte et de traitement et des frais d'exploitation. Plusieurs installations bénéficient de contrats d'achat ferme. Le débit est influencé par le raccord de nouveaux puits, les réactivations, les remises en production, l'optimisation des puits effectuée par les producteurs, l'épuisement de la production naturelle dans les zones desservies par les installations de traitement d'AltaGas et le gaz disponible sur les conduites principales.

Le tableau ci-dessous présente les installations de traitement importantes d'AltaGas :

Capacité autorisée (nette) 2021					
Installation	Lieu	Intérêt (%)	En exploitation / hors exploitation	Capacité autorisée de traitement de gaz naturel - nette (Mpi ³ /j)	
Townsend	North of Fort St. John (C.-B.)	100 %	En exploitation	550	
Gordondale	Bonanza (Alb.)	100 %	En exploitation	150	
Blair Creek	North of Fort St. John (C.-B.)	100 %	En exploitation	120	
Aitken Creek ^{1) 2)}	Aitken (C.-B.)	50 %	Hors exploitation	145	
UEEJ	Joffre (Alb.)	100 %	En exploitation	250	
UEEE	Edmonton (Alb.)	100 %	En exploitation	390	
Empress Pembina (PEEP)	Empress (Alb.)	11 %	Hors exploitation	135	
Harmattan	Sundre (Alb.)	100 %	En exploitation	490	
Younger	Taylor (C.-B.)	28 %	Hors exploitation	213	
Total				2 443	

1) La capacité réelle totale ne tient pas compte de la capacité future des projets qui n'ont pas encore été mis en service.

2) Comprend Aitken Creek North et Nig Creek.

Complexe de Townsend

L'installation de Townsend, dont AltaGas est seule propriétaire, est une installation de traitement de gaz de 550 Mpi³/j située à environ 100 km au nord de Fort St. John et 20 km au sud-est de l'installation de Blair Creek d'AltaGas. La majorité de la capacité de traitement est prise ferme à long terme par des producteurs de la région de Montney. De plus, l'installation de Townsend offre des services de manutention, de traitement et de stockage de LGN aux producteurs. Voir « Fractionnement et logistique » ci-après.

Une conduite de collecte de gaz naturel de 25 km relie la zone de collecte de Blair Creek à l'installation de Townsend.

En août 2018, AltaGas a conclu des ententes définitives avec Kelt visant à fournir une solution d'infrastructure énergétique pour la zone Inga Montney riche en liquides située en Colombie-Britannique. Au deuxième trimestre de 2020, Townsend 2B et une conduite de collecte de gaz qui relie des sites en amont aux installations d'AltaGas sont entrés en service, ce qui a conféré au complexe de Townsend une nouvelle capacité de traitement de gaz de coupe à grande profondeur C3+ de 198 Mpi³/j. L'installation bonifiée a procuré à Kelt le traitement garanti de 75 Mpi³/j de gaz brut en vertu d'une entente d'achat ferme initiale de 10 ans. Au troisième trimestre de 2020, ConocoPhillips a acquis de Kelt des actifs pétroliers et gaziers dans la division Inga/Fireweed/Stoddart de la région de Montney. Toutes les conventions d'exploitation d'AltaGas demeurent en vigueur avec ConocoPhillips depuis l'acquisition.

Gordondale

AltaGas a la propriété exclusive de l'installation de Gordondale, dotée d'une capacité autorisée sous licence de 150 Mpi³/j pour le traitement de gaz naturel corrosif. AltaGas exploite l'installation, située dans la région de Gordondale de la zone de réserves Montney, à environ 100 km au nord-ouest de Grande Prairie, en Alberta. L'installation de Gordondale traite le gaz collecté par Birchcliff dans la zone Montney aux termes d'un contrat d'achat ferme à long terme. L'usine est dotée d'installations d'extraction d'hydrocarbures permettant au producteur de récupérer la valeur des LGN. L'usine compte également des générateurs de pointe qui servent à produire de l'énergie de secours à l'usine et à fournir l'alimentation électrique du réseau lorsque la demande est élevée ou que l'offre est faible.

Blair Creek

AltaGas a la propriété exclusive de l'installation de Blair Creek, dotée d'une capacité autorisée sous licence de 120 Mpi³/j de gaz naturel. AltaGas exploite l'installation, située à environ 140 km au nord-ouest de Fort St. John, en Colombie-Britannique. L'installation traite le gaz collecté par les producteurs dans la zone Montney. L'usine est dotée d'installations d'extraction d'hydrocarbures permettant au producteur de récupérer la valeur des LGN.

Aitken Creek

En octobre 2018, AltaGas a acquis une participation de 50 % dans les installations de traitement Aitken Creek, soit Aitken Creek North et Nig Creek de Black Swan Energy Ltd. Aitken Creek North est une usine de traitement de gaz peu profond ayant une capacité actuelle de 110 Mpi³/j (capacité nette de 55 Mpi³/j). Nig Creek est une usine de traitement de gaz de coupe lourde ayant une capacité de 180 Mpi³/j (capacité nette de 90 Mpi³/j). Elle est entrée en service au troisième trimestre de 2019. La phase 1 de Nig Creek GP2B a augmenté la capacité d'amenée de 55 Mpi³/j (28 Mpi³/j net) en ajoutant la compression d'amenée, la compression des ventes et d'autres équipements de l'usine. La phase 1 de Nig Creek GP2B a été achevée au début du troisième trimestre de 2021 et est maintenant en service. La deuxième phase a augmenté la capacité brute de 25 Mpi³/j supplémentaires (capacité nette de 12,5 Mpi³/j) et comprend une usine de coupe lourde pour la récupération de liquides supplémentaires. La phase 2 a été achevée à la fin du quatrième trimestre de 2021. Les installations de traitement Aitken sont situées dans la zone de ressources Montney riche en hydrocarbures dans le nord-est de la Colombie-Britannique et sont exploitées par Tourmaline. AltaGas et Tourmaline ont conclu des ententes de traitement, de transport et de commercialisation à long terme qui comprennent l'infrastructure de manutention de liquides d'AltaGas dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

UEEJ

AltaGas a la propriété exclusive de l'UEEJ, qui peut traiter 250 Mpi³/j de gaz naturel et produire jusqu'à 10 400 b/j d'éthane et d'autres LGN.

Comme elle jouxte le complexe pétrochimique de Joffre de Nova Chemicals, l'usine récupère l'éthane et les autres LGN du gaz combustible consommé par le complexe. Toute la production d'éthane de l'UEEJ est vendue au coût du service en vertu d'un contrat à long terme conclu avec Nova Chemicals. AltaGas livre sa production de LGN à l'usine de fractionnement d'Harmattan en vue d'un traitement ultérieur. Elle récupère les produits fabriqués d'après les spécifications et les vend sur les marchés de l'Amérique du Nord afin de maximiser la hausse des revenus à la sortie de l'usine.

UEEE

AltaGas a la propriété exclusive de l'UEEE. L'UEEE est directement raccordée au réseau de collecte d'éthane de l'Alberta ainsi qu'au pipeline de LGN Co-Ed de Plains Midstream Canada. L'usine dispose d'une capacité d'amenée brute autorisée de 390 Mpi³/j de gaz naturel et d'une capacité de production brute d'éthane et d'autres LGN de 30 500 b/j.

Le gaz traité par l'installation approvisionne les marchés de la consommation de la ville d'Edmonton, en Alberta. La quasi-totalité de la capacité de production d'éthane de l'UEEE est actuellement vendue à des acheteurs d'éthane en vertu de contrat à long terme prévoyant des frais établis suivant le principe de l'utilisateur-payeur. La production de LGN est livrée à une usine de fractionnement de Fort Saskatchewan en vue d'un traitement ultérieur. AltaGas récupère les produits

fabriqués d'après les spécifications et les vend sur les marchés nord-américains et mondiaux, par l'intermédiaire du RIPET, afin de maximiser la hausse des revenus à la sortie de l'usine.

Le gaz est fourni à l'UEEE aux termes d'un contrat d'approvisionnement conclu avec NGTL, qui donne à AltaGas le droit d'extraire les liquides de tout le gaz traité à l'UEEE.

Harmattan

AltaGas est propriétaire exclusive d'Harmattan, situé à 100 km au nord de Calgary, en Alberta. Harmattan dispose d'une capacité de traitement de gaz naturel de 490 Mpi³/j comprenant le traitement de gaz corrosif, la séparation et le retour en aval et l'extraction de LGN. De plus, Harmattan dispose d'installations de fractionnement et d'un terminal (voir « Fractionnement et logistique » ci-après). L'approvisionnement en gaz naturel brut d'Harmattan provient des producteurs du centre-ouest de l'Alberta. Harmattan est bien positionnée comme installation de traitement à faibles coûts et à volumes élevés dans la région qu'elle dessert.

À Harmattan, des services de traitement du gaz naturel sont fournis à environ 70 producteurs en vertu de contrats assortis de diverses ententes et conditions commerciales. Environ 17 % du gaz naturel traité par Harmattan fait l'objet d'accords déclaratoires attribuant les réserves sur leur durée de vie. Le reste du gaz naturel brut traité par Harmattan fait l'objet de contrats dont la durée varie entre un mois et la durée de vie des réserves. La majeure partie des contrats prévoient une indexation des frais fondée sur l'IPC.

Le processus de séparation et de retour en aval permet d'extraire les LGN du gaz qui se trouve dans le tronçon ouest du réseau de NGTL en utilisant la capacité inutilisée des unités de récupération de LGN d'Harmattan. Le processus de séparation et de retour en aval a non seulement entraîné l'augmentation de l'utilisation de l'usine, mais aussi augmenté la fiabilité et l'efficacité pour les clients des services de traitement de gaz et de séparation et de retour en aval. En 2012, AltaGas a conclu avec Nova Chemicals une convention de séparation et retour en aval relative à l'extraction de 250 Mpi³/j d'éthane et d'autres LGN à Harmattan d'une durée initiale de 20 ans. AltaGas livrera à Nova Chemicals la totalité des LGN ou des produits du gaz issus des opérations de séparation et retour en aval, moyennant la pleine rémunération du coût du service.

AltaGas a actuellement une capacité de cogénération de 45 MW en Alberta grâce aux trois centrales de cogénération pouvant produire chacune 15 MW d'électricité. Ces centrales de cogénération sont situées à l'installation intermédiaire Harmattan d'AltaGas et disposent aussi d'un générateur de vapeur à récupération de chaleur capable de produire toute la vapeur nécessaire au traitement du gaz à Harmattan à partir de la chaleur résiduelle des gaz d'échappement de la turbine. L'électricité excédentaire des unités de cogénération est livrée au marché de l'électricité de l'Alberta.

La direction avait constaté des problèmes d'ordre environnemental liés aux activités antérieures d'Harmattan. Une convention de répartition des obligations environnementales a été conclue avec l'ancien exploitant. Cette convention réduit considérablement les obligations d'AltaGas relativement à la contamination du sol et de l'eau souterraine. Voir la rubrique « Facteurs de risque – Fermeture, abandon et coûts de remise en état » dans la présente notice annuelle.

Younger

Le 1^{er} avril 2018, la participation d'AltaGas a été ramenée à 28,33 % dans les installations de traitement et d'extraction de Younger et à 50 % dans les installations de fractionnement et les terminaux de Younger (voir « Fractionnement et logistique » ci-après). Younger est autorisée sous licence à traiter jusqu'à 750 Mpi³/j de gaz naturel. La part d'AltaGas de cette capacité est de 213 Mpi³/j. La participation restante est détenue par Pembina, qui a pris en charge l'exploitation des installations. Younger traite du gaz naturel acheminé par le réseau de la côte ouest et d'autres réseaux régionaux pour en récupérer les LGN. L'approvisionnement en gaz de Younger dépend de la quantité de gaz naturel brut traitée par l'usine à gaz McMahon, qui repose sur la grande région productrice de gaz naturel du nord-est de la Colombie-Britannique.

Fractionnement et logistique

La production des usines de fractionnement dépend de la quantité de mélange de LGN traitée, de la composition des liquides, de l'efficacité du procédé de récupération des usines et de leur temps de fonctionnement. L'intégration et l'interconnectivité des installations intermédiaires d'AltaGas lui permettent d'offrir des services de fractionnement et de logistique aux autres segments et clients intermédiaires en donnant accès à des produits LGN et aux marchés nord-américains et mondiaux par le biais des réseaux ferroviaires, des pipelines, du RIPET et du terminal de Ferndale.

L'infrastructure de logistique d'AltaGas comprend des pipelines de LGN, des installations de traitement, de stockage et de camionnage ainsi qu'un terminal ferroviaire situés autour des principales installations intermédiaires d'AltaGas au RIPET, à Ferndale, à Harmattan et dans le nord-est de la Colombie-Britannique, à Townsend et à North Pine.

Dans le nord-est de la Colombie-Britannique, un réseau de gazoducs relie les usines de traitement de gaz en amont à l'installation de North Pine d'AltaGas. Le gazoduc du nord-est de la Colombie-Britannique comprend trois conduites d'évacuation d'hydrocarbures ainsi qu'une troisième, mise en service au troisième trimestre de 2020, reliant l'installation de Townsend au terminal routier de Townsend sur la route de l'Alaska (30 km) et à l'usine de North Pine d'AltaGas (70 km). De plus, les conduites de LGN et de propane qui relient le complexe Townsend, dans le Nord, aux installations d'Aitken Creek par un gazoduc de 60 km (pipeline de jonction Aitken), à l'installation Nig de Canadian Natural Resources Limited par un pipeline latéral et à l'installation de Tourmaline Gundy, dans l'Ouest, par une ligne de propane de 15 km, ont toutes été mises en service au cours du premier semestre de 2020. L'infrastructure de logistique d'AltaGas comprend aussi une installation de traitement de 15 000 b/j de LGN dans le complexe de Townsend, conçue pour traiter les volumes de LGN riches en mercaptan livrés par l'usine de découpe profonde de Townsend et le pipeline de jonction Aitken.

Le tableau ci-dessous présente les installations de fractionnement importantes d'AltaGas :

Capacité autorisée (nette) 2021				
Installation	Lieu	Intérêt (%)	En exploitation / hors exploitation	Capacité autorisée de fractionnement de gaz naturel – nette (b/j)
Harmattan	Sundre (Alb.)	100 %	En exploitation	35 000
Younger	Taylor (C.-B.)	50 %	Hors exploitation	9 750
North Pine	Fort St. John (C.-B.)	100 %	En exploitation	20 000
Total				64 750

Harmattan

Harmattan compte une capacité de fractionnement de 35 000 b/j, une installation de traitement du pétrole fractionné d'une capacité de 450 b/j et une installation de production de CO₂ de qualité industrielle d'une capacité de 200 t/j. Harmattan est la seule usine de fractionnement complet de coupes lourdes dans la région qu'elle dessert. Les services de fractionnement d'Harmattan sont fournis selon diverses modalités et durées contractuelles, le plus souvent moyennant rémunération contre service. Les services de fractionnement d'Harmattan comprennent un terminal routier où recevoir les mélanges de LGN livrés par les usines de la région, ainsi qu'un terminal ferroviaire à Didsbury avec une capacité de chargement d'environ 10 000 b/j.

Younger

Le 1^{er} avril 2018, la participation d'AltaGas a été ramenée à 50 % dans les installations de fractionnement, de stockage, de chargement, de traitement et de terminal de LGN de Younger. La participation restante est détenue par Pembina, qui a également pris en charge l'exploitation de ces installations. Même si Younger est la seule usine à longer un pipeline dans la région qu'elle dessert, le pipeline Alliance lui livre concurrence dans l'approvisionnement local en gaz naturel. Pembina est chargée d'approvisionner AltaGas en gaz et AltaGas commercialise sa part des LGN produits.

Installation de North Pine

L'installation de North Pine est la seule usine de fractionnement sur demande en Colombie-Britannique. Elle offre aux producteurs de LGN de la région des procédés moins chers et plus rentables que le transport et le fractionnement à Edmonton. Le premier réseau de l'installation de North Pine a été mis en service en 2017. Il est capable de traiter au plus 10 000 b/j d'un mélange de LGN. Le deuxième réseau, mis en service au premier trimestre de 2020, traite 10 000 b/j supplémentaires d'un mélange de LGN.

L'installation de North Pine est reliée par pipelines au terminal routier de Townsend, d'une capacité de 10 000 b/j. Elle fait l'objet d'ententes d'approvisionnement à long terme avec les producteurs des installations de Townsend et d'Aitken Creek. L'installation de North Pine est aussi reliée à l'installation Tourmaline Gundy. Le propane, le butane et le condensat peuvent être acheminés vers les marchés nord-américains et le propane vers les marchés mondiaux par l'intermédiaire du RIPET au moyen du réseau ferroviaire du CN, auquel l'installation de North Pine a accès.

Installation d'Aitken

AltaGas et Tourmaline ont conclu des ententes de traitement, de transport et de commercialisation à long terme qui comprennent l'infrastructure de manutention de liquides d'AltaGas au complexe Townsend et à l'installation de North Pine. En mars 2020, le pipeline de liquides d'Aitken a été mis en service et relié aux pipelines de Townsend North Liquids pour transporter des volumes de LGN des installations d'Aitken Creek et de Nig Creek vers le complexe de Townsend.

Terminaux et stockage

L'entreprise intermédiaire d'AltaGas comprend aussi les activités liées aux terminaux de Petrogas, qui appuient ses activités de commercialisation et de distribution en lui donnant la capacité de transporter, de traiter, de stocker et de livrer des produits et de s'en approvisionner par le biais d'actifs fixes situés stratégiquement dans toute l'Amérique du Nord. En outre, les activités liées aux terminaux fournissent aux clients divers services par le biais d'ententes d'achat ferme ou de rémunération contre service qui assurent la stabilité des revenus dans un contexte de volatilité des prix des matières premières.

Les activités liées aux terminaux se composent des actifs de pétrole brut et de LGN situés stratégiquement qui fournissent des capacités de stockage, de mélange et de terminaux ferroviaires et routiers et d'exportation de GPL par voie maritime.

Le tableau ci-dessous présente les terminaux importants d'AltaGas :

Capacité autorisée 2021					
Installation	Lieu	Intérêt (%)	En exploitation / hors exploitation	Capacité brute opérationnelle GPL/LGN/gaz brut (b/j)	Capacité de stockage brute (b)
Terminal de GPL de Griffith ¹⁾	Griffith (Ind.)	74 %	En exploitation	12 000	700 000
Terminal de LGN de Fort Sask ¹⁾	Fort Saskatchewan (Alb.)	74 %	En exploitation	25 000	180 000
Coentreprise de stockage de Strathcona ¹⁾	Fort Saskatchewan (Alb.)	30 %	Hors exploitation	—	2 516 000
Terminaux de mélange de Petrogas ¹⁾	Divers	74 %	En exploitation	12 900	20 000
Total				49 900	3 416 000

1) Acquis dans le cadre de l'acquisition de Petrogas le 15 décembre 2020.

Capacité autorisée 2021				
Installation	Lieu	Intérêt (%)	En exploitation / hors exploitation	Capacité de stockage brute (Gpi ³)
Stockage de gaz de Sarnia	Sarnia (Ont.)	50 %	Hors exploitation	6,4

Terminal de GPL de Griffith

Détenu en propriété exclusive et exploité par Petrogas, le terminal de GPL de Griffith appuie directement les efforts de commercialisation du propane et du butane à l'échelle nationale. Doté d'une infrastructure de transport routier et ferroviaire, le terminal est capable de traiter environ 12 000 b/j, et peut facilement être porté à 30 000 b/j. Les cavernes souterraines fournissent 700 000 barils de stockage et la capacité de voie d'évitement ferroviaire existante peut accueillir jusqu'à 220 wagons. Les services de stockage sont fournis sur la base d'une rémunération au service, notamment aux raffineurs raccordés au pipeline.

Terminal de LGN de Fort Saskatchewan

Détenue en propriété exclusive et exploitée par Petrogas, cette nouvelle installation a été construite par Petrogas et fournit un support de stockage et de manutention multiproduits à l'entreprise de commercialisation tout en générant des produits tirés de la rémunération au service par le biais d'accords avec des tiers.

Reliée à une installation de fractionnement régionale et aux cavernes de stockage de Strathcona par un pipeline de 10 km construit par Petrogas et lui appartenant, l'installation de Fort Saskatchewan est dotée d'une infrastructure de chargement et de déchargement routier et ferroviaire, offrant une capacité de débit de 25 000 b/j. Le terminal dispose de voies d'évitement pouvant accueillir jusqu'à 265 wagons et compte une capacité de stockage de 180 000 barils. Le terminal est une importante zone de transit pour les produits destinés au RIPET et à Ferndale, offrant aux producteurs régionaux une solution d'exportation importante.

Contrat de coentreprise visant le terminal de stockage et de pétrole brut de Sarnia

Le terminal de stockage et de pétrole brut de Sarnia est un contrat de coentreprise formé avec Nova Chemicals, qui fournit à Petrogas l'accès à l'infrastructure de stockage et de transport ferroviaire de pétrole brut. Situé dans le sud de l'Ontario, ce terminal permet de répondre à la demande de pétrole brut des raffineurs et des utilisateurs finaux de l'Est grâce aux réseaux ferroviaires régionaux et à l'infrastructure de pipelines d'Enbridge. Le partenaire de la coentreprise fournit et gère les actifs du terminal, tandis que Petrogas gère les accords commerciaux et de marketing du terminal. Le droit d'accès aux actifs du terminal dans le cadre de l'entente de coentreprise a été enregistré au titre d'un bail par Petrogas. Ce terminal fournit une capacité maximale de stockage de pétrole brut et de produits raffinés de 2,1 millions de barils, avec un débit de sortie soutenu par une capacité de chargement ferroviaire de 10 000 b/j. Le terminal génère des produits d'exploitation par le biais de contrats de stockage et de location de réservoirs de stockage, de chargement ferroviaire et d'engagements à terme pour l'approvisionnement en pétrole brut. Le contrat de coentreprise vient à échéance en 2028 et peut être reconduit au gré des parties.

Coentreprise de stockage de Strathcona

L'installation de stockage de Strathcona est une coentreprise formée avec ATCO Energy Solutions Ltd., qui est située près de Fort Saskatchewan. Petrogas détient une participation directe de 40 % dans l'installation, ce qui donne à AltaGas une participation nette de 30 %. L'installation est positionnée stratégiquement pour aider à répondre aux besoins de stockage découlant de la production accrue aux bassins de schiste de Duvernay et de Montney riches en hydrocarbures, tout en répondant aux besoins pétrochimiques de la région d'Edmonton. L'installation se compose de quatre cavernes de sel en service, qui ont une capacité de stockage souterrain combinée de 2 516 000 b. Une cinquième caverne est en cours d'aménagement et devrait être mise en service au premier semestre de 2022.

Terminaux de mélange de pétrole brut

Détenus en propriété exclusive et exploités par Petrogas, les terminaux de mélange de pétrole brut se composent de cinq terminaux de mélange situés en Alberta et dans le sud de la Saskatchewan. Ces terminaux mélangent du pétrole brut plus lourd, conformément aux spécifications des pipelines, et sont conçus pour fonctionner à une capacité moyenne de 15 300 b/j. La matière première est acheminée par des infrastructures de transport routier et des groupes de réservoirs reliés à des pipelines, avec une capacité de déchargement au moyen de connexions à des pipelines régionaux.

Autres

Petrogas maintient divers actifs de stockage auxiliaires détenus en propriété ou loués en Amérique du Nord pour soutenir les activités de marketing et de distribution et les activités liées aux terminaux. Les sites comprennent le terminal de chargement de propane par camion de Yahk BC, le terminal de propane de Scranton, les réservoirs de pétrole brut loués de Guernesey et d'Edmonton et divers autres lieux de stockage de LGN loués stratégiquement dans les carrefours énergétiques clés.

De plus, l'entreprise de stockage de gaz naturel d'AltaGas est propriétaire à 50 % de l'installation de stockage de gaz naturel de Sarnia de 6,4 Gpi³ connectée à la plaque tournante Dawn dans l'Est du Canada.

Transport routier et fluides pour les puits

Transport routier

L'entreprise intermédiaire d'AltaGas comprend les trois principales entités de transport par camion de Petrogas, lesquelles fournissent des services liés au transport dans le BSOC et dans le nord-ouest des États-Unis, en effectuant le transport de fluide de fracturation, d'eau extraite, de pétrole brut et des LGN entre les producteurs, les terminaux, les clients et les utilisateurs finaux. Les activités de transport routier sont essentielles pour relier les fournisseurs et les clients aux infrastructures de Petrogas et aux terminaux de tiers, et pour le transport sur de longues distances vers les marchés de gros nationaux.

Outre les volumes de première partie, l'entreprise de transport routier maintient divers accords avec les sociétés de production pétrolière et gazière régionales pour les services de transport depuis des sites de forage éloignés. Ces accords peuvent inclure des conventions-cadres de services, des contrats à reconduction tacite ou des chargements en temps réel. Les tarifs de transport de tiers sont établis en fonction du lieu de réception, du point de livraison et de la longueur du trajet.

Fluides et carburants pour les puits

Enerchem International Inc., filiale en propriété exclusive de Petrogas, est une société canadienne axée sur la production de fluides de forage et de puits, et de carburants. Grâce au fractionnement de pétrole brut, Enerchem produit et distribue des fluides d'hydrocarbures exclusifs pour le forage de puits de pétrole et de gaz afin d'améliorer la productivité et de résoudre les défis de production dans les champs pétrolifères auxquels les producteurs en aval doivent faire face.

Enerchem exploite deux installations principales situées à Sundre et à Slave Lake, en Alberta, qui sont capables de traiter plus de 1,5 million de barils de produits finis par an. Ces usines sont soutenues par diverses installations auxiliaires de stockage et de distribution situées dans le BSOC qui offrent une capacité de stockage de plus de 150 000 b et sont situées stratégiquement à proximité des régions de forage actif.

Autres services de manutention des liquides

À l'appui de ses services de manutention du GPL et des LGN, AltaGas gère un réseau de logistique ferroviaire composé d'environ 4 600 wagons. AltaGas cherche activement les occasions d'acheter et revendre des LGN pour les producteurs, et d'échanger, de réattribuer et de revendre à profit la capacité pipelinière et de stockage. Ces activités rapportent des produits nets à peu de risques, fondés sur des différentiels de coût de transport entre les réseaux de pipelines et les écarts de prix des marchandises d'une période à l'autre. Les marges sont obtenues par le blocage d'opérations d'achat et de vente, conformément aux politiques de risque de crédit et de risque sur marchandises d'AltaGas. AltaGas propose

également des services d'approvisionnement en énergie à des utilisateurs finaux des services publics de gaz et gère les besoins en transport par des pipelines tiers de bon nombre de clients qui commercialisent du gaz.

Les activités de commercialisation de Petrogas sont axées sur l'achat, la vente, l'échange et la distribution de LGN et de pétrole brut, principalement à proximité de ses actifs détenus en propriété ou loués de manière stratégique. En tirant parti de l'infrastructure entièrement intégrée de Petrogas et de ses capacités logistiques importantes, l'équipe de commercialisation est en mesure de se procurer des produits à des prix concurrentiels dans les principaux centres et dans les divers bassins d'hydrocarbures afin de profiter des occasions d'arbitrage découlant des écarts de prix régionaux. Les activités de commercialisation reposent sur deux principaux éléments : 1) la vente en gros de LGN et de pétrole brut à l'échelle nationale, et 2) les exportations de GPL par voie maritime. En outre, cette entreprise offre un soutien opérationnel au terminal d'exportation de Ferndale en fournissant des services de négociation de contrats d'approvisionnement et de vente à l'étranger. Petrogas appuie ses activités de distribution en maintenant un vaste parc ferroviaire qu'elle loue. Les contrats de location comportent des échéances échelonnées et sont conclus avec plusieurs bailleurs afin de préserver l'intégrité des wagons et de se conformer à la classification du Department of Transportation des États-Unis, et tous les contrats de location sont conclus sur la base d'un service complet.

Le 23 avril 2021, AltaGas a conclu la vente de la majorité des activités liées aux marchandises de WGL Midstream moyennant un produit en espèces d'environ 341 millions de dollars (275 millions de dollars américains).

Mountain Valley

AltaGas est propriétaire d'une participation de 10 % dans Mountain Valley. Le gazoduc interétatique réglementé par la FERC proposé, qui est aménagé, construit et détenu par Mountain Valley (coentreprise d'EQT et d'autres entités), devrait transporter environ 2,0 Gpi³/j de gaz naturel et prolonger de 300 milles le réseau Equitrans LP dans le comté de Wetzel, en Virginie-Occidentale, jusqu'à la station 165 de Transco dans le comté de Pittsylvania, en Virginie.

Le 25 janvier 2022, la Fourth Circuit Court of Appeals a annulé les permis du U.S. Forest Service et du Bureau of Land Management qui permettent au pipeline de traverser 3,5 milles de la forêt nationale de Jefferson. Le 2 février 2022, la Fourth Circuit Court a également rendu une décision annulant la US Fish and Wildlife Service Endangered Species Act Biological Opinion de MVP (l'« avis biologique »), le renvoyant sur des questions spécifiques. Jusqu'à ce que le pipeline ait un avis biologique valide, l'Army Corps a déclaré qu'il n'approuverait pas les permis nécessaires. MVP continue d'examiner ces décisions et d'évaluer les voies possibles, qui incluent la collaboration avec les agences fédérales compétentes et la prise en compte d'éventuels appels. Au 31 décembre 2021, environ 94 % du projet était terminé, y compris la construction de toutes les stations de compression et de tous les raccordements initiaux. L'obligation contractuelle d'AltaGas est limitée à la contribution estimée initiale d'environ 352 millions de dollars américains. Il avait été satisfait à cette obligation au 31 décembre 2021. Au quatrième trimestre de 2021, AltaGas a ramené la valeur comptable de sa participation dans MVP à 352 millions de dollars américains en raison de ces contestations judiciaires et réglementaires en cours. Voir la note 14 des états financiers consolidés annuels de 2021 pour plus de détails.

En avril 2018, AltaGas a conclu une entente distincte avec EQM en vue d'acquérir une participation de 5 % dans un projet de construction d'un gazoduc interétatique latéral (le projet MVP Southgate). Le gazoduc proposé recevrait le gaz naturel du gazoduc principal de Mountain Valley dans le comté de Pittsylvania, en Virginie, et s'étendrait sur environ 73 milles vers le sud jusqu'à de nouveaux points de livraison dans les comtés de Rockingham et d'Alamance, en Caroline du Nord. En raison de l'évolution de l'environnement réglementaire et juridique pour la construction de pipelines et des défis continus

liés à MVP et au projet MVP Southgate, MVP évalue le projet MVP Southgate, notamment par des discussions avec l'expéditeur à propos des options pour le projet, entre autres des changements potentiels à la conception du projet et au calendrier plutôt que de poursuivre le projet initialement prévu. Selon la conception initiale, les apports en capital totaux d'AltaGas pour le projet devaient s'élever à environ 20 millions de dollars américains. Au quatrième trimestre de 2021, AltaGas a ramené la valeur comptable de son investissement dans le projet MVP Southgate à zéro dollar en raison de ces contestations judiciaires et réglementaires en cours. Voir la note 14 des états financiers consolidés annuels de 2021 pour plus de détails.

Concurrence

En tant que fournisseur de premier plan de services de GPL reliant les producteurs aux marchés nationaux et mondiaux, AltaGas a peaufiné sa stratégie et réorganisé ses actifs afin d'accroître l'utilisation de ses actifs existants et d'attirer la croissance future tout en facilitant la livraison de sources d'énergie abordables, fiables et plus propres pour aujourd'hui et demain. La chaîne de valeur intégrée unique d'AltaGas, de la tête de puits jusqu'aux voies maritimes et au-delà, offre aux clients des solutions d'évacuation et des rentrées nettes plus élevées en raison de l'accès à des marchés mondiaux plus lucratifs, comme l'Asie.

Grâce à sa chaîne de valeur infrastructurelle intégrée, AltaGas est en mesure de relier les producteurs de l'Amérique du Nord de la tête de puits jusqu'aux marchés mondiaux du GPL via le RIPET et Ferndale. Avec l'ajout récent à sa chaîne de valeur de deux TGTG qui sont actuellement en construction, la proposition de valeur intégrée d'AltaGas constitue une offre unique qu'il est difficile de reproduire. Quoi qu'il en soit, il est essentiel d'assurer une compétitivité constante des coûts et de dégager les revenus nets les plus élevés, étant donné qu'AltaGas livre concurrence pour l'approvisionnement en GPL provenant du BSOC. À l'heure actuelle, le RIPET et le terminal de Ferndale, dont la capacité de débit s'élève à plus de 150 000 b/j, répondent environ au tiers de la demande de GPL dans le BSOC. L'expectative de la poursuite d'une mise en valeur du gaz naturel en Amérique du Nord et du déséquilibre qui en résultera entre l'offre et la demande de GPL en Amérique du Nord, combinée à une forte demande de l'Asie, devrait continuer à provoquer un large différentiel de prix entre le marché nord-américain et le marché asiatique. L'avantage structurel et géographique dont bénéficie AltaGas par le RIPET et Ferndale favorisera la hausse des rentrées nettes des producteurs et la placera en excellente position pour concurrencer les autres exportateurs nord-américains de GPL dans l'approvisionnement en GPL à mesure que ses activités d'exportation mondiale continueront d'être optimisées. Afin de protéger et d'améliorer notre avantage concurrentiel, l'optimisation de la logistique est la priorité absolue d'AltaGas.

Du côté amont de la chaîne de valeur, AltaGas livre concurrence à de grandes entités complexes d'exploration et de production de gaz naturel en amont intégrées, ainsi qu'à d'autres entités intermédiaires présentes dans le BSOC en ce qui concerne les services de traitement du gaz naturel. Les principales installations de traitement du gaz d'AltaGas sont stratégiquement situées dans des bassins riches en liquides et offrent des services supplémentaires tels que le fractionnement du GPL, la manutention des liquides et le chargement ferroviaire. Ces installations permettent aux producteurs et aux autres clients d'AltaGas d'avoir accès à des solutions de rechange moins coûteuses et plus rentables pour leur LGN, leur fournit la possibilité de commercialiser leurs GPL à l'échelle régionale et surtout, elles attirent l'approvisionnement aux terminaux d'exportation d'AltaGas. En 2021, AltaGas a traité en moyenne 1,5 Gpi³/j, soit environ 14 % des volumes extraits du BSOC. La majeure partie de la capacité de traitement dans le BSOC continue généralement d'être prise en charge par les sociétés d'exploration et de production de gaz naturel en amont. Capable d'offrir aux producteurs de l'Ouest canadien une chaîne de valeur entièrement intégrée appuyée par des capacités de traitement et de

manutention des liquides et d'exportation mondiale, AltaGas est bien placée pour aller chercher une plus grande production à traiter dans ses installations existantes et générer une croissance future.

Utilisation intermédiaire

AltaGas vise l'amélioration constante, l'excellence opérationnelle et l'utilisation maximale des installations qu'elle exploite; en outre, elle cherche à dépasser constamment les taux d'utilisation moyens du BSOC. L'augmentation des volumes traités aux usines, qui provient du raccord de nouveaux puits et de la réactivation, la remise en production et l'optimisation des puits opérées par les producteurs, est contrebalancée par le fléchissement de la production naturelle. Les volumes d'exportation mondiaux sont tributaires de la production des installations intermédiaires d'AltaGas, de l'approvisionnement en GPL du BSOC et de diverses conventions d'achat à long terme avec des fournisseurs canadiens et américains.

Exportations mondiales

L'utilisation moyenne des exportations mondiales via le RIPET était de 63 % en 2021 et 2020. Cependant, avec le permis supplémentaire accordé au RIPET en 2020, les volumes de débit ont augmenté à 50 695 b/j au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, comparativement à 39 285 b/j en 2020. L'augmentation des volumes de débit est principalement due à l'amélioration de la logistique et des volumes d'approvisionnement. 32 expéditions vers l'Asie ont eu lieu au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, comparativement à 27 au cours de la même période de 2020. Les volumes d'exportation de propane et de butane à Ferndale étaient en moyenne de 38 636 b/j, avec 28 expéditions vers l'Asie au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, comparativement à 33 979 b/j, avec 2 expéditions, pour la période en 2020 suivant la clôture de l'acquisition de Petrogas.

Traitement du gaz

Le taux moyen d'utilisation des principales installations de traitement est passé de 57 % en 2020 à 62 % en 2021, surtout en raison de l'augmentation des volumes de débit aux installations d'extraction et de l'accroissement des volumes au complexe Townsend.

Fractionnement

Le taux moyen d'utilisation des installations de fractionnement est passé de 38 % en 2020 à 47 % en 2021, en raison de la mise en service de l'installation agrandie de North Pine au premier trimestre de 2020 et des volumes additionnels de liquides des installations du nord-est de la Colombie-Britannique, y compris l'installation de coupe lourde Townsend, l'augmentation des volumes à Younger attribuable aux travaux d'entretien planifiés en 2020 et la hausse des volumes arrivés par camion à Harmattan

Importantes zones d'exploitation et clients importants

Exportations mondiales

Le RIPET et le terminal de Ferndale, deux des trois seuls terminaux de GPL sur la côte ouest de l'Amérique du Nord et les deux seuls capables d'expédier avec les TGTG et les grands transporteurs de gaz, permettent des délais d'expédition jusqu'aux marchés asiatiques considérablement plus courts que ceux des autres terminaux nord-américains de GPL qui ne sont pas situés sur la côte ouest. Les deux terminaux sont reliés aux principales plaques tournantes nord-américaines par des réseaux de chemins de fer.

Traitement et fractionnement

Environ 47 % des volumes traités par AltaGas sont traités par le complexe Townsend, l'installation de Blair Creek, l'installation de Gordondale, l'installation d'Aitken Creek et l'installation de Younger, situés dans la zone de ressources Montney riche en hydrocarbures dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

AltaGas a également une capacité de fractionnement dans le nord-est de la Colombie-Britannique aux installations de North Pine et de Younger. L'installation de North Pine est raccordée au complexe Townsend et est la seule usine de fractionnement sur demande de Colombie-Britannique. Elle offre aux producteurs de LGN de la région des procédés moins chers et plus rentables que le fractionnement à Edmonton.

Les installations de l'UEEJ et de l'UEEE sont situées stratégiquement et alimentent l'industrie pétrochimique et la ville d'Edmonton. Harmattan est un important fournisseur de services ayant un vaste rayonnement dans le centre-ouest de l'Alberta. De nombreuses autres installations situées dans la zone d'Harmattan sont actuellement sous-utilisées, ce qui procure à AltaGas des occasions de réaliser des regroupements et d'accroître l'utilisation et la rentabilité de ses actifs.

Ententes contractuelles intermédiaires

Exportations mondiales

La capacité annuelle du RIPET et de Ferndale est actuellement régie par des contrats d'approvisionnement et des contrats d'achat ferme visant le propane et le butane. AltaGas prévoit faire en sorte qu'une part croissante de la capacité du RIPET et de Ferndale fasse l'objet d'achats fermes dans l'optique de créer une chaîne de valeur intégrée pour les clients et les fournisseurs d'AltaGas dans le BSOC, de la tête de puits jusqu'aux marchés mondiaux d'exportation.

En 2022, AltaGas a des ententes visant l'achat d'environ 75 % du propane qui devrait être expédié à partir du RIPET. Environ 67 % des volumes de propane du RIPET sont exportés dans le cadre de contrats à terme ou à semi-terme, tandis que 33 % sont exportés dans le cadre de contrats par tranche de production ou des contrats au comptant pour l'année en cours.

En 2022, AltaGas a aussi des ententes conclues visant des volumes d'écoulement de propane et de butane pour l'achat d'environ 76 % du produit qui devrait être expédié à partir de Ferndale. Environ 76 % des volumes de propane et de butane de Ferndale sont exportés dans le cadre de contrats à terme ou à semi-terme, tandis que 24 % sont exportés dans le cadre de contrats par tranche de production ou des contrats au comptant pour l'année en cours.

Traitement et fractionnement

AltaGas s'occupe de la collecte, du traitement et du fractionnement du gaz naturel et du LGN aux termes de contrats passés avec des producteurs de gaz naturel. Il existe environ 208 contrats de traitement actifs intervenus avec environ 60 contreparties. En général, ces contrats :

- fixent les tarifs des services de collecte et de traitement offerts par AltaGas;
- fixent les charges d'exploitation passées en grande partie aux producteurs;
- délimitent les droits d'accès des producteurs aux services de collecte et de traitement;
- établissent les engagements de débit minimum avec les producteurs et suivent alors les structures tarifaires pertinentes pour recouvrer le capital investi au début de la durée du contrat si AltaGas doit faire une dépense d'investissement;

- établissent les conditions auxquelles la production future sera traitée à une installation d'AltaGas;
- fixent les frais de traitement dans plusieurs installations, moyennant un achat ferme.

Les prix de la majorité des contrats en vigueur au 31 décembre 2021 étaient indexés annuellement selon l'IPC.

Lorsque des réserves de gaz naturel sont réservées en exclusivité aux termes d'un contrat, celui-ci porte habituellement sur plus d'une année et peut valoir pour la durée de vie des réserves en fonction des capitaux investis par AltaGas dans l'installation. Lorsque des réserves n'ont pas été réservées en exclusivité aux termes d'un contrat ou si AltaGas n'a pas engagé de capitaux considérables, les contrats peuvent d'ordinaire être résiliés par l'une ou l'autre des parties moyennant un avis de un à trois mois. Les puits exploités demeurent généralement raccordés à un réseau de traitement pendant toute leur durée productive.

Les propriétaires d'installation de traitement de gaz naturel ont le droit d'extraire les liquides du gaz naturel acheminé, soit directement en qualité de propriétaires du gaz, soit en vertu d'un contrat d'extraction de LGN. Dans une entente commerciale type, le propriétaire d'une usine d'extraction d'éthane et de LGN passe un contrat avec l'expéditeur de gaz naturel sur un réseau de transport pour obtenir le droit d'extraire les LGN du gaz. L'éthane et les LGN sont extraits du contenu énergétique du gaz naturel du transporteur.

La valeur de l'éthane et des LGN extraits dépend de la différence entre la valeur de l'éthane, du propane, du butane et du condensat pouvant être commercialisés séparément, et leur valeur thermique comme éléments constitutifs du gaz naturel acheminé. Si ces constituants ne sont pas extraits et vendus à des prix qui correspondent à la valeur de chacune de ces marchandises, ils sont vendus pour leur valeur calorifique au prix courant du gaz naturel.

Les installations de fractionnement imposent des frais pour séparer le mélange de LGN et le restituer sous forme de propane, de butane et de condensat conforme aux spécifications.

Incidences des facteurs environnementaux sur l'entreprise intermédiaire

L'entreprise intermédiaire est assujettie aux règlements sur l'environnement suivants :

Règlements fédéraux canadiens sur l'air et les GES

Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques

Le Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques, promulgué en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* (la « LPE du Canada »), a été pris le 17 juin 2016. Le règlement oblige les propriétaires et les exploitants de certaines installations industrielles et de certains types d'équipement à respecter des normes d'émission uniformes au pays. Les objectifs du règlement sont de limiter la quantité de NOx émis par les chaudières et fours industriels à combustible gazeux modernes (nouveaux) et préexistants (existants) dans plusieurs installations industrielles.

Certaines dispositions du Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques qui sont entrées en vigueur le 1^{er} juillet 2017 exigent l'inscription des moteurs modernes et la production de déclarations de conformité s'y rapportant. Elles fixent les limites à la quantité de NOx, les tests de NOx et les mesures d'O₂, les obligations d'entretien et d'exploitation particulières et les obligations de déclarations et de tenues de livres annuelles. Les entités réglementées seront assujetties aux exigences d'exécution et de conformité et aux amendes prévues dans la LPE du Canada.

AltaGas étudie actuellement les moyens de réduire les émissions de NOx de ses moteurs, fours et chaudières. Grâce à des modifications aux moteurs, à la mise en place de technologies et/ou à des changements aux paramètres d'exploitation, AltaGas prévoit atteindre une limite de 4 g/kWh pour 50 % de la puissance au frein nominale totale des moteurs réglementés d'AltaGas, l'objectif étant de parvenir à une limite de 4 g/kWh de NOx pour tous les moteurs déjà existants d'ici 2026.

Tarification fédérale du carbone

Le 9 décembre 2016, le gouvernement du Canada a officiellement annoncé le Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques. En conséquence, le 21 juin 2018, le législateur fédéral a édicté la Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre qui met en œuvre un système de tarification de la pollution par le carbone. Cette loi est entrée en vigueur en 2019 et s'applique dans les provinces et les territoires qui n'ont pas de système de tarification du carbone conforme aux seuils de référence fédéraux.

En décembre 2020, le gouvernement a publié son plan climatique renforcé, « Un environnement sain et une économie saine », qui proposait de mettre en œuvre des augmentations annuelles du prix du carbone de 15 \$/tonne d'équivalents en dioxyde de carbone (équivalent-CO₂) des émissions de GES de 2023 à 2030 et d'envisager des changements pour renforcer les critères de référence fédéraux. En août 2021, le gouvernement du Canada a mis à jour le point de référence fédéral pour la tarification du carbone après 2022. Cette mise à jour comprend la confirmation de la tarification nationale minimale de la pollution par le carbone jusqu'en 2030 et le renforcement des critères que tous les systèmes de tarification provinciaux du Canada doivent respecter.

La tarification fédérale de la pollution par le carbone comprend deux volets qui sont susceptibles d'avoir une influence sur les activités d'AltaGas :

- une taxe sur le carbone appliquée aux combustibles fossiles brûlés, au prix de 50 \$ la tonne en 2022, puis qui augmentera de 15 \$ par année à compter de 2023 pour atteindre 170 \$ la tonne d'émissions de carbone en 2030;
- un système de tarification des émissions régissant les installations industrielles qui émettent 50 000 tonnes d'équivalent-CO₂ par année, auquel les petites installations qui produisent des émissions inférieures peuvent adhérer.

Le système de tarification fondé sur la production vise les émissions résultant de la combustion de combustibles et les émissions de GES générés synthétiquement par des procédés et des produits industriels. Au 31 décembre 2021, AltaGas possédait trois installations de traitement qui dépassent le seuil de 50 000 tonnes d'équivalent-CO₂ par an, dont deux installations en Alberta et une installation en Colombie-Britannique. Ces installations continueront d'être réglementées par les systèmes de tarification et de déclaration du carbone de ces provinces. La tarification du carbone en Alberta et en Colombie-Britannique respecte les exigences d'équivalence du gouvernement fédéral jusqu'en 2022.

À compter de 2023, les systèmes provinciaux et territoriaux de tarification de la pollution par le carbone devront satisfaire aux critères de référence renforcés de 2023 à 2030 pour être considérés comme des systèmes de tarification de la pollution par le carbone reconnus par le gouvernement fédéral. Les exigences minimales comprennent :

- les systèmes de tarification de la pollution par le carbone doivent avoir un prix minimum de la pollution par le carbone d'au moins 65 \$ par tonne d'émissions de GES calculé en équivalent-CO₂, augmentant de 15 \$ par année pour atteindre 170 \$ par tonne d'équivalent-CO₂ en 2030;

- le prix de la pollution par le carbone doit s'appliquer à un pourcentage équivalent des émissions de GES provenant des sources de combustion, comme ce serait le cas dans le cadre du filet de sécurité fédéral dans le territoire.

Le gouvernement fédéral demandera aux provinces et aux territoires de confirmer s'ils ont l'intention de maintenir ou de mettre en œuvre un système de tarification de la pollution par le carbone pour la période de 2023 à 2030. Le gouvernement fédéral évaluera les soumissions des provinces et des territoires en fonction des critères de référence fédéraux mis à jour en 2022. Cette mesure servira à l'application du filet de sécurité fédéral sur la tarification de la pollution par le carbone à compter de 2023, conformément à la Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre.

Programme fédéral de déclaration des émissions de gaz à effet de serre (PDGES)

Environnement et Changement climatique Canada a diminué le seuil de déclaration prévu par le PDGES pour l'année d'exploitation 2017. À cause de cette baisse, le PDGES s'appliquera à une plus vaste gamme d'activités émettrices de GES au Canada. Le seuil de déclaration des installations industrielles est passé de 50 000 à 10 000 tonnes d'équivalent- CO_2 .

Au 1^{er} juin 2021, neuf installations du secteur intermédiaire ont produit des déclarations en application du PDGES en raison de la baisse du seuil de déclaration.

Alberta

TIER

Le TIER s'applique automatiquement aux installations qui produisent 100 000 tonnes ou plus d'émissions par année. Les installations sous ce seuil ont la possibilité de s'assujettir volontairement au TIER en devenant une installation regroupée. Les obligations de réduction des émissions prévues par le TIER sont établies selon un plafond propre à l'installation visée ou selon un plafond applicable aux secteurs très polluants. Selon le plafond propre à l'installation, une installation est tenue de réduire ses émissions de 10 % par rapport à la moyenne pondérée des émissions qu'elle a produites dans le passé. Le plafond propre à l'installation augmentera de 1 % par année à compter de 2021. Les plafonds des secteurs très polluants sont fixés par rapport à l'intensité d'émission moyenne des installations produisant le plus gros volume de chaque produit de référence au cours des années de référence choisies.

Les installations régies par le TIER pourront se prévaloir des mêmes options de conformité que celles qui leur étaient offertes par le CCIR. Les crédits d'émissions et les compensations d'émissions regroupées ne pourront pas être utilisés pour respecter plus de 60 % de l'obligation de conformité totale d'une installation pour une seule année de conformité. Le TIER maintiendra également le délai d'expiration applicable aux crédits d'émissions et aux compensations d'émissions, qui expireront huit ans après leur création. Les installations d'Harmattan et de Gordondale d'AltaGas produisent 100 000 tonnes ou plus d'émissions par année et sont régies par le programme TIER.

Le gouvernement du Canada applique depuis le 1^{er} janvier 2020 une redevance fédérale sur les combustibles en Alberta en vertu de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* (LTPCG). La redevance s'applique à tous les combustibles fossiles utilisés en Alberta, y compris dans le secteur pétrolier et gazier, qui bénéficiait d'une exemption de la taxe sur le carbone jusqu'en 2023 sous l'ancien gouvernement provincial alors que la province mettait l'accent sur la réduction du méthane. La LTPCG comprend des dispositions qui dispensent les installations assujetties aux politiques provinciales qui satisfont aux critères de référence fédéraux. Le programme TIER a été conçu pour répondre aux exigences fédérales de manière à protéger les installations réglementées contre le coût total de la conformité à la LTPCG,

et entraîner des réductions d'émissions selon une méthode rentable et adaptée à l'industrie de l'Alberta. Les installations d'AltaGas produisant moins de 100 000 tonnes d'émissions en Alberta ont choisi de s'assujettir volontairement au programme TIER en tant qu'installation regroupée. Chaque installation ayant choisi de s'assujettir au programme TIER devra se conformer aux exigences du programme, mais sera exonérée du paiement de la redevance fédérale sur les combustibles en vertu de la LTPCG.

Réglementation sur la réduction des émissions de méthane

Le gouvernement de l'Alberta s'est engagé à diminuer de 45 % d'ici 2025 les émissions de méthane produites par les activités pétrolières et gazières par rapport aux niveaux de 2014. L'Alberta Energy Regulator dirigera la mise en application des nouvelles normes sur le pétrole et le gaz, en collaboration avec Alberta Energy et l'Alberta Climate Change Office. Le programme de réduction des émissions de méthane du gouvernement de l'Alberta a été publié le 13 décembre 2018 et a pris effet le 1^{er} janvier 2020. La Directive 060 de l'AER énonce les obligations applicables au torchage, à l'incinération et à l'aération de l'ensemble des puits et des installations pétrolières en amont, ainsi que les exigences opérationnelles spécifiques applicables aux émissions fugitives et à la ventilation, qui constituent les sources principales des émissions de méthane de l'industrie du pétrole et du gaz. Ces exigences opérationnelles pourraient entraîner une importante mise à niveau de l'équipement, le remplacement de l'équipement, une planification avancée et des investissements pour assurer la conformité. De plus, les entreprises doivent également mettre en place un programme de gestion des émissions fugitives conçu pour réduire les émissions fugitives progressivement afin d'atteindre l'objectif de réduction de 45 % par rapport aux niveaux de 2014. Les entreprises devront également effectuer des relevés de détection des fuites dans leurs installations à une fréquence prescrite (tous les ans ou trois fois par an) en fonction du type d'équipement ou d'installation. La Directive 017 de l'AER énonce également les obligations de mesures associées aux obligations imposées par la Directive 060 de l'AER.

Colombie-Britannique (« C.-B. »)

Loi intitulée Greenhouse Gas Industrial Reporting and Control Act

Le 1^{er} janvier 2016, la *Greenhouse Gas Industrial Reporting and Control Act* est entrée en vigueur afin, notamment, de plafonner les émissions des installations de GNL en C.-B. Cette loi remplace la *Greenhouse Gas Reduction (Cap and Trade) Act*.

Les installations de Blair Creek, du complexe Townsend, de North Pine et du RIPET et d'autres installations situées en C.-B. sont assujetties à des obligations de déclaration et, au 31 décembre 2021, se conforment au Greenhouse Gas Emission Reporting Regulation.

Réduction des émissions de méthane

Le règlement modifié de la Oil and Gas Commission intitulé Drilling and Production Regulation de la Colombie-Britannique a pris effet le 1^{er} janvier 2020. Les modifications imposent notamment un programme de détection et de réparation des fuites. Les détenteurs de permis de la Colombie-Britannique devront vérifier l'existence de fuites dans leurs installations à une fréquence prescrite (tous les ans ou trois fois par an) selon le type d'équipement ou d'installation.

Les fuites détectées doivent être réparées dans les 30 jours ou, si la réparation nécessite la fermeture de l'installation, à la prochaine maintenance. Chaque relevé effectué dans une installation doit être consigné et préciser la date du relevé et la méthode utilisée, le débit de toute fuite détectée et le mode de réparation de la fuite.

Outre les exigences ci-dessus, les modifications imposent diverses limites ou restrictions à la libération du gaz naturel sur les types d'équipements suivants : réservoirs, compresseurs, équipement de conservation du gaz, dispositifs pneumatiques, pompes pneumatiques, démarreurs de compresseurs et déshydrateurs au glycol. Ces limites à la libération du gaz naturel peuvent nécessiter la mise à niveau ou le remplacement des équipements.

Loi intitulée Carbon Tax Act

Les installations d'AltaGas en exploitation en C.-B. sont assujetties à la loi intitulée *Carbon Tax Act* de la C.-B. et se conforment aux exigences qui y sont prévues. La taxe sur le carbone de la C.-B. est actuellement fixée à 45 \$ par tonne d'équivalent-CO₂ et passera à 50 \$ par tonne le 1^{er} avril 2022.

CleanBC

En octobre 2021, le gouvernement de la Colombie-Britannique a annoncé la révision de son programme d'énergie propre, « CleanBC Roadmap to 2030 », dont le but est de veiller à ce que la Colombie-Britannique atteigne sa cible de réduction des émissions de GES d'ici 2030 et établisse la voie pour respecter son engagement de zéro émission nette d'ici 2050. Le programme de la Colombie-Britannique comporte plusieurs stratégies qui visent les secteurs des industries, du transport, de la construction et des déchets de l'économie britanno-colombienne. Les principales initiatives comprennent :

- Une tarification plus élevée de la pollution par le carbone, alignée sur les exigences fédérales de 2023 à 2030 ou supérieure à celles-ci, avec un soutien intégré pour les personnes et les entreprises.
- L'augmentation des exigences relatives aux carburants propres et le doublement de la cible pour les carburants renouvelables produits en Colombie-Britannique, qui passera à 1,3 milliard de litres d'ici 2030.
- Des politiques plus rigoureuses en matière de méthane qui réduiront les émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier de 75 % d'ici 2030 et élimineront presque toutes les émissions industrielles de méthane d'ici 2035.
- L'obligation pour les nouvelles grandes installations industrielles de collaborer avec le gouvernement afin de démontrer la façon dont elles s'harmonisent aux cibles établies par la loi en Colombie-Britannique et de soumettre des plans visant à atteindre l'objectif de zéro émission nette d'ici 2050.
- L'amélioration du CleanBC Program for Industry afin de réduire les émissions tout en soutenant une économie forte.
- La mise en œuvre de programmes et de politiques afin que les émissions attribuables au pétrole et au gaz soient réduites conformément aux objectifs sectoriels.
- Un plafond sur les émissions pour les services publics de gaz naturel avec diverses voies pour y parvenir.
- Un soutien à l'innovation dans des domaines tels que les solutions à faible ou sans émission de carbone, comme l'hydrogène, la bioéconomie forestière et les technologies à émissions négatives.

État de Washington

Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre du Department of Ecology

Le Department of Ecology a établi des obligations de déclaration des gaz à effet de serre applicables à toute installation qui dépasse le seuil de 10 000 tonnes métriques d'équivalent-CO₂ ou plus par année civile au titre des émissions totales de GES des catégories de sources visées. Si le seuil de déclaration est dépassé, un rapport annuel sur les GES doit être déposé auprès du Department of Ecology.

Au 31 décembre 2021, l'installation d'exportation de GPL de Ferndale respectait à tous égards importants ses exigences de déclaration des émissions de GES.

Réglementation fédérale américaine sur l'air et les GES

Le GHGRP des É.-U. oblige les grands responsables des émissions de GES, les fournisseurs de carburant et de gaz industriels et les sites d'injection de CO₂ aux États-Unis à déclarer certaines données sur les GES et d'autres renseignements pertinents. Un total de 41 catégories de déclarants sont visées par le GHGRP des É.-U. Les installations établissent si elles sont tenues de faire des déclarations en fonction du type d'exploitation auxquelles elles se livrent, de leurs niveaux d'émission ou d'autres facteurs. Il est généralement demandé aux installations de présenter des rapports annuels en application de la partie 98 dans les cas suivants :

- les émissions de GES provenant des sources visées sont supérieures à 25 000 tonnes métriques d'équivalent-CO₂ par an;
- l'approvisionnement en certains produits entraînera 25 000 tonnes métriques d'équivalent-CO₂ d'émissions de gaz à effet de serre si ces produits sont dégagés, brûlés ou oxydés;
- l'installation reçoit au moins 25 000 tonnes métriques de CO₂ destinées à l'injection souterraine.

Toutes les installations en exploitation d'AltaGas situées aux États-Unis exercent leurs activités conformément au GHGRP des É.-U.

SECTEUR SIÈGE SOCIAL/AUTRES

Le secteur Siège social/autres comprend des actifs d'électricité et les activités du siège social d'AltaGas, y compris les placements généraux de l'entreprise et d'autres éléments de produits et charges, comme les frais généraux et les frais d'intérêts de l'entreprise, qui ne sont pas directement attribuables aux secteurs d'activités d'exploitation d'AltaGas. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les produits d'exploitation du secteur Siège social/autres étaient de 108 millions de dollars, compte non tenu des éliminations intersectorielles et des activités de gestion du risque et de négociation (135 millions de dollars en 2020).

Actifs d'électricité

Les actifs d'électricité d'AltaGas produisent et vendent de la capacité, de l'électricité, des services auxiliaires et des produits connexes en Californie et au Colorado. Depuis la vente de Pomona et de Ripon au troisième trimestre de 2020, AltaGas

dispose d'une puissance installée de 578 MW générée par des centrales alimentées au gaz et des installations de production décentralisée, comme il est indiqué plus précisément dans le tableau ci-après.

Installation	Intérêt (%)	Capacité (MW)	Type	Région	Expiration du contrat
Blythe	100 %	507	Gaz	Californie, É.-U.	2023
Brush II ¹⁾	100 %	70	Gaz	Colorado, É.-U.	2022
Production décentralisée	100 %	1	Divers	Diverses régions aux États-Unis	Diverses
Total		578			

1) En février 2022, AltaGas a conclu une entente visant la vente de l'usine Brush II. L'opération devrait être finalisée au deuxième trimestre de 2022.

Production alimentée au gaz

Dans le sud de la Californie, le centre énergétique Blythe utilise le gaz pour produire 507 MW d'électricité. L'électricité approvisionne le réseau de transport exploité par le CAISO pendant les périodes de pointe, principalement la région de Los Angeles. Étant donné la structure de l'EAE à long terme avec SCE, la majorité des produits d'exploitation de la centrale sont tirés de sa disponibilité aux fins de production et non de sa production réelle, de sorte que les flux de trésorerie qui en sont tirés sont stables. L'approvisionnement en gaz de la centrale est principalement assuré par un raccord direct au gazoduc d'une société d'El Paso. Un raccordement à une société gazière du sud de la Californie sert de deuxième source d'approvisionnement. L'installation est reliée à SCE et au CAISO par une ligne de transport de 67 milles appartenant aussi à Blythe qui fait partie du centre énergétique Blythe. En 2019, AltaGas a annoncé le renouvellement du contrat de la centrale de Blythe avec SCE. En vertu de l'entente tarifaire, SCE détient les droits exclusifs sur la totalité de la capacité, de l'énergie, des services auxiliaires et des avantages liés au caractère adéquat des ressources. L'entente a pris effet le 1^{er} août 2020 et prendra fin le 31 décembre 2023.

Concurrence

Le centre énergétique Blythe est l'objet d'un contrat aux termes d'une EAE jusqu'au 31 décembre 2023. En vertu de l'entente ou des ententes tarifaires, SCE détient les droits exclusifs sur la totalité de la capacité, de l'énergie, des services auxiliaires et des avantages liés au caractère adéquat des ressources pendant la durée de l'EAE.

Incidences des facteurs environnementaux sur le secteur Siège social/autres

Les actifs d'électricité d'AltaGas compris dans le secteur Siège social/autres sont assujettis aux règlements sur l'environnement suivants :

Réglementation fédérale américaine sur l'air et les GES

La loi intitulée Clean Air Act

La loi intitulée *Clean Air Act* donne à l'USEPA le pouvoir de fixer des normes fédérales sur la qualité de l'air ambiant applicables aux émissions de certains polluants atmosphériques partout aux États-Unis. La *Clean Air Act* pourrait augmenter le fardeau réglementaire des centrales alimentées au gaz naturel d'AltaGas qui émettent des composés organiques volatils et des oxydes d'azote, du fait qu'elle risque d'imposer de nouvelles obligations de contrôle, d'exiger l'obtention de crédits compensatoires d'émissions ou d'allonger la procédure de délivrance de permis.

Chaque État doit veiller à ce que ses normes sur la qualité de l'air ambiant respectent au moins les normes fédérales fixées par l'USEPA. En général, les États peuvent choisir d'imposer des obligations plus rigoureuses que celles de l'USEPA.

En outre, la *Clean Air Act* oblige certaines installations à obtenir des permis de construction et d'exploitation relativement à leurs émissions atmosphériques.

Au 31 décembre 2021, la centrale électrique alimentée au gaz naturel d'AltaGas en activité en Californie respectait les obligations prévues par son permis d'émission, délivré conformément aux normes fédérales et étatiques en matière d'émissions.

Règlements sur les GES de la Californie

Programme de plafonnement et d'échange de droits d'émission

L'ARB de la Californie a à l'origine conçu la réglementation californienne de plafonnement et d'échange de droits d'émission pour respecter les exigences du projet de loi AB 32 (« AB 32 ») de l'assemblée législative. Le programme californien de plafonnement et d'échange de droits d'émission est un système obligatoire fondé sur le marché qui vise à réduire au fil du temps les émissions de GES provenant de multiples sources en fixant un plafond dégressif sur les émissions de GES. Lancé en 2013, le programme a été prolongé jusqu'en 2030. Le plafond des émissions baisse d'environ 3 % par an en vue d'atteindre l'objectif de réduire d'au moins 40 %, d'ici 2030, les émissions de gaz à effet de serre par rapport au niveau de 1990. Les grands émetteurs de GES doivent présenter à l'ARB des instruments de conformité proportionnels à leurs émissions annuelles. Les instruments de conformité se composent de droits d'émission achetés aux enchères ou dans des ventes de gré à gré, de droits d'émission distribués à certains participants de l'industrie et de quantités limitées de crédits compensatoires.

Au 31 décembre 2021, la centrale de Blythe d'AltaGas en Californie respectait les obligations prévues par la réglementation de plafonnement et d'échange. Les coûts suscités par l'AB 32 et le programme californien de plafonnement et d'échange ont été répercutés sur les services publics conformément à l'EAE applicable.

Réglementation des eaux souterraines de la Californie

En Californie, l'approvisionnement en eau peut être fluctuant, en particulier à mesure que s'avance la mise en application progressive de la SGMA. La SGMA exigera l'adoption de nouvelles exigences obligatoires dans le but de gérer les eaux souterraines de manière à en assurer la pérennité à long terme. La SGMA délègue la responsabilité principale de réglementer les eaux souterraines à des organismes locaux appelés GSA. Les GSA doivent élaborer des plans qui permettent le prélèvement maximal d'eaux souterraines sans entraîner de diminution du niveau des eaux souterraines, de réduction des réserves d'eau, d'intrusion d'eau de mer, de dégradation de la qualité de l'eau, d'affaissement des terres ou d'épuisement de l'eau de surface interconnectée. Bien que la SGMA s'occupe des réserves d'eau souterraine, il est entendu qu'une diminution des eaux souterraines pourrait augmenter la demande d'eau de surface, qu'elle provienne de sources d'approvisionnement locales ou d'importation. Les répercussions de la SGMA sur l'approvisionnement en eau de la centrale de Blythe demeurent incertaines. La conception de la centrale de Blythe prévoit la capture des eaux usées et d'autres techniques de recyclage de l'eau. À la centrale de Blythe, l'eau est réutilisée dans la production de vapeur, ce qui réduit la quantité d'eau qu'elle utilise.

STRUCTURE DU CAPITAL

Description du capital-actions

Le capital-actions autorisé d'AltaGas est constitué d'un nombre illimité d'actions ordinaires et du nombre d'actions privilégiées pouvant être émises en séries dont le total des droits de vote directs, ou à la suite d'une conversion ou d'un échange, représente moins de 50 % des droits de vote rattachés aux actions ordinaires alors émises et en circulation. Au 31 décembre 2021, 280 269 038 actions ordinaires, 6 746 679 actions de série A, 1 253 321 actions de série B, 8 000 000 d'actions de série C, 8 000 000 d'actions de série E, 6 885 823 actions de série G, 1 114 177 actions de série H et 12 000 000 d'actions de série K d'AltaGas étaient en circulation.

Le 31 décembre 2020, AltaGas a racheté la totalité de ses 8 000 000 d'actions de série I émises et en circulation moyennant un prix de rachat de 25,00 \$ l'action de série I, conformément aux conditions des actions privilégiées à taux minimum rajusté tous les cinq ans et à dividende cumulatif rachetables, série I.

Le texte suivant résume les droits, privilèges, restrictions et conditions rattachés aux actions ordinaires et aux actions privilégiées. Il est présenté sous réserve du texte intégral des statuts et des règlements administratifs d'AltaGas et y est assujéti.

Actions ordinaires

Les porteurs d'actions ordinaires peuvent exprimer une voix par action aux assemblées des actionnaires d'AltaGas, recevoir des dividendes lorsque le conseil d'administration en déclare et recevoir le reliquat des biens et des actifs d'AltaGas au moment de sa dissolution ou de sa liquidation, sous réserve des droits rattachés aux actions occupant un rang supérieur aux actions ordinaires.

Actions privilégiées¹⁾

Le tableau suivant résume les actions privilégiées d'AltaGas en circulation au 31 décembre 2021 :

	Rendement actuel	Dividende annuel par action ²⁾	Prix de rachat par action ⁷⁾	Date d'option de rachat et de conversion ^{3) 7)}	Droit de conversion en ⁴⁾
Actions de série A ⁵⁾	3,060 %	0,76500 \$	25 \$	30 septembre 2025	Série B
Actions de série B ^{6) 7)}	Variable	Variable	25 \$	30 septembre 2025	Série A
Actions de série C ⁸⁾	5,290 %	1,32250 \$ US	25 \$ US	30 septembre 2022	Série D
Actions de série E ⁵⁾	5,393 %	1,34825 \$	25 \$	31 décembre 2023	Série F
Actions de série G ⁵⁾	4,240 %	1,06050 \$	25 \$	30 septembre 2024	Série H
Actions de série H ^{6) 7)}	Variable	Variable	25 \$	30 septembre 2024	Série G
Actions de série K	5,000 %	1,25000 \$	25 \$	31 mars 2022	s.o. ³⁾

1) Le tableau ne présente que les séries d'actions privilégiées qui sont actuellement émises et en circulation. La Société est autorisée à émettre jusqu'à 8 000 000 d'actions de chacune des séries suivantes, soit des actions de série D et des actions de série F, sous réserve de certaines conditions, à la conversion par les porteurs des séries d'actions privilégiées actuellement émises et en circulation pertinentes indiquées vis-à-vis de ces séries dans le tableau, à la date d'option de conversion applicable. Si elles sont émises à la conversion des séries pertinentes d'actions privilégiées, les actions de série F peuvent également être rachetées contre 25,50 \$, et les actions de série D peuvent être rachetées contre 25,50 \$ US à une date ultérieure à la date d'option de conversion applicable, majorés des dividendes cumulés mais impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement.

2) Les porteurs d'actions de série A, d'actions de série C, d'actions de série E, d'actions de série G et d'actions de série K sont habiles à recevoir le dividende fixe trimestriel cumulatif éventuellement déclaré par le conseil d'administration. Les porteurs d'actions de série B et d'actions de série H sont habiles à recevoir le dividende à taux variable trimestriel éventuellement déclaré par le conseil d'administration. Si les actions de série D et de série F sont émises à la conversion des séries d'actions privilégiées pertinentes, les porteurs de ces actions seront habiles à recevoir le dividende à taux variable trimestriel lorsque le conseil d'administration en déclare.

- 3) AltaGas peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions en circulation au prix de rachat par action, majoré des dividendes accumulés et impayés à la date d'option de rachat applicable et tous les cinq ans par la suite. Le 16 février 2022, les porteurs d'actions de série K ont reçu un avis officiel les informant que toutes les actions privilégiées de série K en circulation seront rachetées le 31 mars 2022.
- 4) Le porteur peut, sous réserve de certaines conditions, convertir ses actions privilégiées d'une série donnée en actions privilégiées de l'autre série indiquée dans cette colonne à la date d'option de conversion applicable et tous les cinq ans par la suite.
- 5) Les porteurs d'actions de série A, d'actions de série E et d'actions de série G sont habiles à recevoir des dividendes fixes trimestriels cumulatifs, qui seront rajustés à la date d'option de rachat et de conversion et tous les cinq ans par la suite, à un taux égal au taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans alors en vigueur majoré de 2,66 % (actions de série A), de 3,17 % (actions de série E) et de 3,06 % (actions de série G).
- 6) Les porteurs d'actions de série B et d'actions de série H sont habiles à recevoir des dividendes à taux variable trimestriels cumulatifs, qui seront rajustés tous les trimestres par la suite, au taux de rendement des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours alors en vigueur, majoré de 2,66 % (actions de série B) et de 3,06 % (actions de série H). Le calcul de chaque dividende trimestriel correspond au montant annualisé multiplié par le nombre de jours du trimestre, divisé par le nombre jours dans l'année. À compter du 31 décembre 2021, le taux du dividende trimestriel variable est de 0,17192 \$ par action de série B et de 0,196582 \$ par action de série H pour la période allant du 31 décembre 2021 au 31 mars 2022, exclusivement.
- 7) Les actions de série B peuvent être rachetées au prix de 25,50 \$ l'action à toute date après le 30 septembre 2015 qui n'est pas une date de conversion de la série B, majoré des dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement. Les actions de série H peuvent être rachetées au prix de 25,50 \$ l'action à toute date après le 30 septembre 2019 qui n'est pas une date de conversion de la série H, majoré des dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement.
- 8) Les porteurs d'actions de série C sont habiles à recevoir des dividendes fixes trimestriels cumulatifs, qui seront rajustés à la date d'option de rachat et de conversion et tous les cinq ans par la suite, à un taux égal au taux de rendement des obligations du gouvernement des États-Unis sur cinq ans, majoré de 3,58 %.

AltaGas peut se servir des actions privilégiées pour toute fin légitime, y compris pour un financement privé ou public ou une émission dans le but d'obtenir des capitaux supplémentaires qu'elle pourra affecter à ses activités et à son exploitation ou à l'acquisition d'autres entreprises et biens. AltaGas n'a pas l'intention de se servir des actions privilégiées pour se défendre contre des offres publiques d'achat.

Le conseil d'administration peut diviser les actions privilégiées qui ne sont pas encore émises en séries et fixer le nombre d'actions de chaque série ainsi que leur désignation et les droits, privilèges, restrictions et conditions qui s'y rattachent. Les actions privilégiées de chaque série occupent un rang égal aux actions privilégiées des autres séries à l'égard des dividendes accumulés et des remboursements de capital, et leurs porteurs occupent un rang supérieur aux porteurs d'actions ordinaires et d'autres actions d'AltaGas occupant un rang inférieur aux actions privilégiées à l'égard du versement de dividendes et de la distribution d'actifs en cas de liquidation ou de dissolution volontaire ou involontaire d'AltaGas.

Les droits, privilèges, restrictions et conditions se rattachant aux actions privilégiées en tant que catégorie ne peuvent être révoqués, modifiés ou augmentés que sur approbation des porteurs des actions privilégiées, accordée de la manière prévue par la loi, sous réserve d'une obligation minimale que cette approbation soit donnée au moyen d'une résolution écrite signée par tous les porteurs d'actions privilégiées ayant le droit de voter à l'égard de cette résolution ou adoptée par le vote affirmatif d'au moins 66 ⅔ % des voix exprimées à une assemblée des porteurs d'actions privilégiées dûment convoquée à cette fin.

Pour une description plus complète des droits, privilèges, restrictions et conditions se rattachant aux actions actuellement émises et en circulation des séries suivantes : (i) série A et série B, il y a lieu de se reporter au supplément de prospectus d'AltaGas daté du 11 août 2010; (ii) série C et série D, il y a lieu de se reporter au supplément de prospectus d'AltaGas daté du 30 mai 2012; (iii) série E et série F, il y a lieu de se reporter au supplément de prospectus d'AltaGas daté du 6 décembre 2013; (iv) série G et série H, il y a lieu de se reporter au supplément de prospectus d'AltaGas daté du 25 juin 2014; (v) série I et série J, il y a lieu de se reporter au supplément de prospectus d'AltaGas daté du 16 novembre 2015; (vi) série K et série L, il y a lieu de se reporter au supplément de prospectus d'AltaGas daté du 15 février 2017. Les statuts de la Société et les suppléments de prospectus décrits aux présentes ont été déposés sur SEDAR et peuvent y être consultés au www.sedar.com.

Billets à moyen terme

AltaGas a émis des billets non garantis de premier rang sous forme de BMT. Des renseignements sur les BMT émis et en circulation figurent à la note 16 des états financiers consolidés audités d'AltaGas au 31 décembre 2021 et pour l'exercice clos à cette date déposés sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com. Les BMT ne sont pas inscrits à la cote d'une bourse.

Billets de WGL et de Washington Gas

WGL et Washington Gas émettent des billets à long terme, assortis des taux d'intérêt, échéances et d'options d'achat ou de vente qui leur sont propres. Ces billets peuvent avoir une échéance d'un an ou plus après leur émission. Pour obtenir la liste complète des billets actuellement en circulation, voir la note 16 des états financiers consolidés audités d'AltaGas au 31 décembre 2021 et pour l'exercice clos à cette date.

Billets subordonnés à taux fixe-fixe, série 1

Le 11 janvier 2022, AltaGas a clôturé son placement de 300 millions de dollars de billets subordonnés à taux fixe-fixe de 5,25 %, série 1, échéant le 11 janvier 2082. Des renseignements sur l'émission figurent à la note 33 des états financiers consolidés audités d'AltaGas au 31 décembre 2021 et pour l'exercice clos à cette date.

Généralités

Employés

Au 31 décembre 2021, AltaGas comptait 2 926 employés.

	31 décembre 2021
Services publics	2 141
Intermédiaire	566
Siège social/autres	219
Total	2 926

Administrateurs et dirigeants

En date du 25 février 2022, les administrateurs et les dirigeants d'AltaGas Ltd., en tant que groupe, exerçaient un droit de propriété véritable, direct ou indirect, ou un contrôle ou une emprise sur 1 909 570 actions ordinaires en circulation, soit environ 0,68 % des 280 443 077 actions ordinaires émises et en circulation.

Administrateurs

Le nombre d'administrateurs d'AltaGas est déterminé par résolution du conseil d'administration. À l'heure actuelle, les administrateurs sont au nombre de onze (dont dix administrateurs indépendants).

Un administrateur demeure en fonction jusqu'à l'assemblée annuelle des actionnaires d'AltaGas qui suit son élection ou sa nomination, à moins que son mandat ne prenne fin antérieurement par son décès, sa démission, sa destitution, son incapacité ou pour toute autre raison prévue par les documents constitutifs d'AltaGas. Les actionnaires sont habiles à élire le conseil d'administration chaque année. M. McCallister a indiqué qu'il prendra sa retraite à l'assemblée des actionnaires de 2022.

Les noms des administrateurs d'AltaGas en date du 25 février 2022, leur lieu de résidence et leurs principales fonctions au cours des cinq dernières années figurent dans le tableau ci-après :

Nom de l'administrateur, lieu de résidence et poste	Principales fonctions au cours des cinq dernières années	Administrateur depuis
Victoria A. Calvert¹⁾ Calgary (Alberta) Canada Administratrice	M ^{me} Calvert est administratrice de sociétés et professeure émérite de commerce à l'Université Mount Royal à Calgary, où elle a enseigné de 1988 à 2018. Elle a également été administratrice de la Canadian Alliance of Community Service Learning de 2009 à 2017. Auparavant, elle a occupé des postes de direction auprès de Hudson's Bay Oil and Gas et de La Banque de Nouvelle-Écosse.	Le 1 ^{er} novembre 2015
David W. Cornhill^{1) 2)} Calgary (Alberta) Canada Administrateur	M. Cornhill est actionnaire fondateur d'AltaGas et de ses prédécesseurs. M. Cornhill a été chef de la direction de 1994 à 2016 et il a été cochef de la direction par intérim de juillet à décembre 2018. Il a été président du conseil de 1994 à avril 2019. Avant de fonder AltaGas, M. Cornhill a occupé divers postes auprès de Alberta and Southern Gas Co. Ltd., notamment le poste de vice-président, Finances et administration, de trésorier, et de président et chef de la direction.	Administrateur d'AltaGas (et de ses prédécesseurs) depuis le 1 ^{er} avril 1994
Randall L. Crawford³⁾ Naples (Floride) États-Unis Administrateur	M. Crawford est chef de la direction depuis décembre 2018. Voir la rubrique « Hauts dirigeants » pour obtenir plus de renseignements.	Le 10 décembre 2018
Jon-Al Duplantier^{1) 4)} Houston (Texas) États-Unis Administrateur	M. Duplantier est entré au service de Parker Drilling Company en 2009 et y a occupé de nombreux postes de direction, dont celui en dernier lieu de président, Outils de location et entretien des puits d'avril 2018 jusqu'à son départ à la retraite en juillet 2020. Auparavant, il a été premier vice-président, chef de l'administration et chef du contentieux d'avril 2014 à mars 2018.	Le 2 février 2021
Robert B. Hodgins^{1) 5)} Calgary (Alberta) Canada Administrateur	M. Hodgins est CA, CPA et homme d'affaires indépendant depuis novembre 2004. M. Hodgins est conseiller principal non dirigeant à temps partiel, Services bancaires d'investissement pour Corporation Canaccord Genuity depuis septembre 2018. Il a également occupé le poste de chef des finances de Pengrowth Energy Trust, de vice-président et trésorier de Canadien Pacifique Limitée et de chef des finances de TransCanada PipeLines Limited.	Administrateur d'AltaGas (et de ses prédécesseurs) depuis le 2 mars 2005
Cynthia Johnston¹⁾ Victoria (C.-B.) Canada Administratrice	M ^{me} Johnston est administratrice de sociétés. Elle a été vice-présidente à la direction, Gaz, énergies renouvelables et services d'exploitation chez TransAlta Corporation de 2015 à 2017. De 2011 à 2015, elle a occupé divers postes, dont celui de vice-présidente directrice, Risque d'entreprise et services généraux et vice-présidente directrice, Services généraux. Auparavant, M ^{me} Johnston a occupé divers postes de direction auprès de TransAlta et de FortisAlberta Inc.	Le 25 juillet 2018

Nom de l'administrateur, lieu de résidence et poste	Principales fonctions au cours des cinq dernières années	Administrateur depuis
Pentti O. Karkkainen¹⁾ West Vancouver (C.-B.) Canada Président du conseil	M. Karkkainen est le président du conseil. Il a cofondé KERN Partners dont il a été le commandité de 2000 à 2014 et le conseiller stratégique principal de 2014 à sa retraite en 2015. Auparavant, M. Karkkainen a été directeur principal et chef de la recherche sur les valeurs pétrolières et gazières pour RBC Marchés des capitaux.	Le 25 juillet 2018
Phillip R. Knoll^{1) 2)} Kelowna (C.-B.) Canada Administrateur	M. Knoll est ingénieur et est président de Knoll Energy Inc., une société de conseil privée, depuis 2006. M. Knoll a été cochef de la direction par intérim d'AltaGas de juillet à décembre 2018. D'octobre 2010 à septembre 2014, il a été chef de la direction de Corridor Resources Inc. Auparavant, M. Knoll a occupé divers postes de direction dans différentes sociétés, notamment Duke Energy Gas Transmission, Maritimes & Northeast Pipeline, Westcoast Energy Inc., TransCanada Pipelines Limited et Alberta Natural Gas Company Ltd.	Le 1 ^{er} novembre 2015
Terry D. McCallister^{1) 2)} Santa Fe (Nouveau-Mexique) États-Unis Administrateur	M. McCallister est homme d'affaires indépendant. Il a été président du conseil et chef de la direction de WGL et de Washington Gas d'octobre 2009 à sa retraite en juillet 2018. Auparavant, il a été président et chef de l'exploitation de WGL et de Washington Gas, après être entré au service de Washington Gas en 2000 à titre de vice-président des activités. Il a également occupé plusieurs postes de direction auprès de Southern Natural Gas et de Atlantic Richfield Company.	Le 25 juillet 2018
Linda G. Sullivan¹⁾ Moneta (Virginie) États-Unis Administratrice	M ^{me} Sullivan est administratrice de sociétés. Elle a été vice-présidente directrice et chef des finances d'American Water Works Company, Inc. de 2016 à sa retraite en 2019, après en avoir été première vice-présidente et chef des finances à parti de 2014. Avant d'entrer au service d'American Water Works, elle a occupé divers postes au sein des entreprises d'Edison International pendant ses 22 années au sein de cette société, y compris celui de première vice-présidente et chef des finances de Southern California Edison Company.	Le 9 janvier 2020
Nancy G. Tower¹⁾ Calgary (Alberta) Canada Administratrice	M ^{me} Tower a occupé le poste de présidente et chef de la direction de Tampa Electric Company, entreprise de services publics d'électricité réglementés et filiale d'Emera Incorporated, de décembre 2017 à 2021. Dans le cadre de sa retraite prévue, elle a quitté le poste de présidente en février 2021 et a pris sa retraite en juin 2021. De 2014 à 2017, elle a été chef du développement des affaires d'Emera. M ^{me} Tower est entrée au service d'Emera en 1997 et a occupé plusieurs postes de haute direction dans les services du financement et des opérations d'Emera et de ses filiales, y compris ceux de contrôleur et vice-présidente, Opérations clients chez Nova Scotia Power Inc., de chef des finances d'Emera et de chef de la direction d'Emera Newfoundland and Labrador.	Le 9 janvier 2020

1) Administrateur indépendant.

2) Le conseil a déterminé que M. Cornhill et M. McCallister sont indépendants en vertu du Règlement 52-110. M. Cornhill a pris sa retraite en tant que chef de la direction d'AltaGas en avril 2016 et M. McCallister a pris sa retraite en tant que chef de la direction de Washington Gas en juillet 2018. Dans chaque cas, plus de trois ans se sont écoulés depuis la date de leur retraite respective et ils ne sont plus réputés avoir une relation importante avec AltaGas. M. Cornhill et M. Knoll ont été cochefs de la direction par intérim

du 24 juillet 2018 au 9 décembre 2018, soit jusqu'au moment de la nomination de M. Crawford au poste de chef de la direction. Ce rôle intérimaire n'a eu aucune incidence sur leur indépendance.

- 3) M. Crawford, en tant que chef de la direction actuel de la Société, n'est pas considéré comme un administrateur indépendant.
- 4) M. Duplantier a été administrateur de Parker Drilling Company (Parker) de 2009 à juillet 2020. Parker et certaines de ses filiales américaines (collectivement, les « débiteurs ») ont volontairement déposé des procédures en vertu du chapitre 11 ainsi qu'un plan de réorganisation conjoint préétabli en vertu du chapitre 11 du Bankruptcy Code des États-Unis devant le tribunal de faillite des États-Unis pour le district sud du Texas, division de Houston. Le plan a ultérieurement été modifié et a été confirmé par le tribunal de la faillite le 7 mars 2019. Le plan a pris effet le 26 mars 2019 et les débiteurs ont été libérés des procédures instituées en vertu du chapitre 11.
- 5) M. Hodgins a été administrateur de Skope Energy Inc. (Skope) du 15 décembre 2010 au 19 février 2013. Le 27 novembre 2012, Skope a reçu la protection de la Cour du banc de la Reine de l'Alberta en vertu de la LACC pour mettre en œuvre une restructuration approuvée par la majorité nécessaire des créanciers de Skope. La restructuration a été homologuée par la Cour du banc de la Reine de l'Alberta en février 2013.

AltaGas a quatre comités permanents du conseil d'administration : 1) le comité d'audit, 2) le comité de gouvernance, 3) le comité des ressources humaines et de la rémunération (le « comité RHR ») et 4) le comité de l'environnement, de la santé et de la sécurité (« ESS »). Les membres de chacun de ces comités, en date du 25 février 2022, sont indiqués ci-après :

Administrateur	Comité d'audit	Comité de gouvernance	Comité RHR	Comité ESS
Victoria A. Calvert		■	■	
David W. Cornhill				
Jon-Al Duplantier		■	■	
Cynthia Johnston	■			Présidente
Pentti O. Karkkainen				
Robert B. Hodgins	Président ¹⁾	■		
Phillip R. Knoll		Président		■
Terry D. McCallister				■
Linda G. Sullivan	■		■	
Nancy G. Tower	■		Présidente	

1) M^{me} Sullivan assumera le rôle de présidente du comité d'audit le 5 mars 2022.

Hauts dirigeants

Les nom, lieu de résidence et poste de chacun des hauts dirigeants actuels d'AltaGas sont indiqués ci-après :

Nom du membre de la direction, lieu de résidence et poste au sein d'AltaGas Ltd.	Principales fonctions au cours des cinq dernières années
Randall L. Crawford Naples (Floride) États-Unis Président et chef de la direction Administrateur	Président et chef de la direction d'AltaGas depuis décembre 2018. Avant de se joindre à AltaGas, M. Crawford a été au service d'EQT Midstream Partners, LP de 2012 à 2017, en dernier à titre de vice-président directeur et de chef de l'exploitation, et au service d'EQT Corporation de 2007 à 2017, à titre de premier vice-président et de président du secteur intermédiaire, commercial et distribution.
D. James Harbilas Calgary (Alberta) Canada Vice-président directeur et chef des finances	Vice-président directeur et chef des finances d'AltaGas depuis juin 2019. Avant de rejoindre AltaGas, M. Harbilas était vice-président directeur et chef des finances d'Enerflex Ltd. depuis 2007.
Corine R.K. Bushfield Airdrie (Alberta) Canada Vice-présidente directrice, chef de l'administration	Vice-présidente directrice, chef de l'administration d'AltaGas depuis décembre 2016. Première vice-présidente et chef des finances de Long Run Exploration Ltd. de mars 2013 à septembre 2016. Vice-présidente et contrôleur adjointe d'Encana Corporation de 2010 à mars 2013.
Donald M. Jenkins Oxon Hill (Maryland) États-Unis Vice-président directeur et président, Services publics, président de Washington Gas Light Company	Vice-président directeur et président, Services publics d'AltaGas depuis décembre 2019. Président de WGL et de Washington Gas depuis décembre 2019. Auparavant, M. Jenkins était au service d'EQT Corporation depuis 2012, en dernier lieu à titre de chef des affaires commerciales.
Randy W. Toone Calgary (Alberta) Canada Vice-président directeur et président, Secteur intermédiaire	Vice-président directeur et président, Secteur intermédiaire, depuis janvier 2019. Vice-président directeur et président intérimaire de juillet à décembre 2018. Vice-président directeur, Gaz, depuis juin 2017. Vice-président directeur, Développement commercial de décembre 2016 à juin 2017. Chef de l'exploitation de CSV Midstream Solutions de juillet 2014 à novembre 2016. Gestionnaire national de TAG Oil Ltd. de mai 2013 à juin 2014. Il a occupé d'autres postes auprès d'AltaGas avant 2014, notamment celui de président, Services publics, président, Gaz, et de coprésident, Gaz.
Bradley B. Grant Calgary (Alberta) Canada Vice-président directeur et chef des services juridiques	Vice-président directeur et chef des services juridiques d'AltaGas depuis juillet 2018. Auparavant, vice-président et chef du contentieux d'AltaGas depuis mai 2015. Associé au cabinet d'avocats Stikeman Elliott S.E.N.C.R.L., s.r.l. de janvier 2004 à mai 2015.
Shaheen Amirali Calgary (Alberta) Canada Vice-présidente directrice, chef des affaires externes et chef de la durabilité	Vice-présidente directrice, chef des affaires externes et chef de la durabilité depuis octobre 2020. A également occupé le poste de secrétaire général jusqu'en mai 2021. Auparavant, première vice-présidente et secrétaire générale depuis mai 2019, vice-présidente et secrétaire générale depuis octobre 2017, cochef du contentieux depuis janvier 2017 et première conseillère juridique de 2007 à 2016.

Comité d'audit

Composition du comité d'audit

Le comité est actuellement composé de quatre membres, soit Robert Hodgins, Cynthia Johnston, Linda Sullivan et Nancy Tower. M. Hodgins est le président du comité. M^{me} Sullivan assumera le rôle de présidente du comité le 5 mars 2022. Tous les membres du comité sont indépendants et possèdent des compétences financières au sens des lois canadiennes en valeurs mobilières.

Formation et expérience pertinentes

M. Hodgins a été chef des finances de Pengrowth Energy Trust de 2002 à 2004. Il a été vice-président et trésorier de Canadien Pacifique Limitée de 1998 à 2002 et chef des finances de TransCanada Pipelines Limited de 1993 à 1998. M. Hodgins est titulaire d'un baccalauréat spécialisé en affaires de la Richard Ivey School of Business à l'Université de Western Ontario et est CA, CPA en Ontario et en Alberta. Il a siégé à un certain nombre de comités d'audit de sociétés ouvertes et est actuellement président du comité d'audit et de gestion des risques d'Enerplus Corporation et siège aux comités d'audit de Gran Tierra Energy Inc. et de MEG Energy Corp.

M^{me} Sullivan a été vice-présidente directrice et chef des finances d'American Water Works Company, Inc. de 2016 à 2019, après en avoir été première vice-présidente et chef des finances depuis 2014. Avant d'entrer au service d'American Water Works, elle a occupé divers postes au sein des entreprises d'Edison International, en dernier lieu celui de première vice-présidente et chef des finances de Southern California Edison Company de 2009 à 2014. M^{me} Sullivan a commencé sa carrière en expertise comptable à titre d'auditrice chez Arthur Andersen. M^{me} Sullivan a plus de 30 ans d'expérience dans le financement et la réglementation des sociétés de services publics. Elle a reçu le titre (inactif) de Certified Public Accountant et le titre de Certified Management Accountant en 1991 et en 1996, respectivement. M^{me} Sullivan est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en administration des affaires et comptabilité de l'Université Portland State. M^{me} Sullivan est présidente du comité d'audit de NorthWestern Energy Corp., une société américaine cotée en bourse.

M^{me} Johnston a été vice-présidente à la direction, Gaz, énergies renouvelables et services d'exploitation chez TransAlta Corporation de 2015 à 2017. De 2011 à 2015, elle a occupé plusieurs autres postes de direction chez TransAlta, notamment chef de l'exploitation de TransAlta Renewables Inc., présidente de TAMA Transmission et vice-présidente directrice, Risque d'entreprise et services généraux. Auparavant, M^{me} Johnston a occupé divers postes de direction auprès de TransAlta et de FortisAlberta. Lorsqu'elle occupait ces postes, elle était chargée de la supervision financière et supervisait activement les cadres financiers et les experts-comptables. Elle était également responsable de la fonction de gestion des risques d'entreprise d'une grande société ouverte. Elle siège au comité d'audit de Métaux Russel Inc., société ouverte, et a siégé au comité d'audit d'autres entités fermées, notamment à titre de présidente. Elle est titulaire d'un baccalauréat ès arts en économie de l'Université de Calgary et d'une maîtrise en économie appliquée de l'Université de Victoria.

M^{me} Tower a occupé le poste de présidente et chef de la direction de Tampa Electric Company, entreprise de services publics d'électricité réglementés et filiale d'Emera Incorporated à Tampa, en Floride, de décembre 2017 à sa retraite en 2021. Auparavant, elle a été chef du développement des affaires d'Emera de 2014 à 2017. De 1997 à 2014, M^{me} Tower a occupé plusieurs postes de haute direction dans les services du financement et des opérations d'Emera et de ses filiales, y compris ceux de contrôleur et vice-présidente, Opérations clients chez Nova Scotia Power Inc., de chef des finances d'Emera et de chef de la direction d'Emera Newfoundland and Labrador. M^{me} Tower est titulaire d'un baccalauréat en commerce de l'Université Dalhousie et a reçu le titre de Fellow Chartered Accountant en 1985.

Politiques et procédures d'approbation préalable

Comme il est prévu dans sa charte, le comité doit approuver préalablement tous les services fournis par l'auditeur externe et est directement responsable de la surveillance des travaux de l'auditeur externe.

Honoraires pour les services de l'auditeur externe (ventilés par catégorie)

Les honoraires facturés par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. (« E&Y »), auditeur externe d'AltaGas, pour 2021 et 2020 sont les suivants :

Catégorie d'honoraires pour les services de l'auditeur externe ¹⁾ (en millions de dollars)	2021	2020
Honoraires d'audit	4,2 \$	4,9 \$
Honoraires pour services liés à l'audit ²⁾	0,3	1,2
Honoraires pour services de conformité fiscale ³⁾	0,3	0,1
Autres honoraires ⁴⁾	0,4	0,7
Total	5,2 \$	6,9 \$

1) En raison du moment de la facturation, des honoraires de 1,7 million de dollars relatifs à 2019 ont été payés en 2020.

2) Total des honoraires facturés par E&Y pour les services de certification et services connexes qui étaient raisonnablement liés à l'exécution de l'audit ou à l'examen des états financiers d'AltaGas et n'étaient pas compris dans les « honoraires d'audit ». En 2021 et 2020, il s'agissait notamment de l'examen de prospectus et de documents à déposer concernant des valeurs mobilières; de recherches sur des questions comptables et d'audit; de l'examen d'états financiers consolidés pro forma; de certaines procédures d'audit; de l'examen de la modification de la méthode comptable relative aux pensions; de l'évaluation des contrôles internes; d'audits manuels de la répartition des coûts; de services liés à des questions environnementales, sociales et de gouvernance; ainsi que des frais d'adhésion au Conseil canadien sur la reddition de comptes.

3) En 2021 et en 2020, il s'agissait de services liés à des consultations fiscales, à la conformité fiscale et à l'établissement de prix de transferts.

4) Total des honoraires facturés par E&Y pour les produits et services autres que les services susmentionnés à l'égard des autres catégories d'honoraires de services, ainsi que pour les autres dépenses engagées. En 2021 et 2020, il s'agissait de services de traduction et d'une évaluation de la gestion des risques informatiques et de la cybersécurité d'AltaGas.

FACTEURS DE RISQUE

Le texte qui est une liste non exhaustive de certains facteurs de risque auxquels sont exposées AltaGas et ses entreprises. Il ne s'agit pas d'un résumé complet de tous les risques auxquels sont confrontées AltaGas et ses entreprises. Les porteurs de titres actuels d'AltaGas et les éventuels souscripteurs de ses titres doivent analyser attentivement les facteurs de risque ci-dessous ainsi que les autres renseignements figurant et intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle avant de prendre une décision d'investissement et consulter leurs propres experts au besoin. On peut obtenir des renseignements concernant les activités de gestion du risque d'AltaGas dans la circulaire de sollicitation de procurations de la direction d'AltaGas datée du 11 mars 2021 et dans la circulaire de sollicitation de procurations de la direction d'AltaGas qui sera établie en vue de l'assemblée annuelle des actionnaires de 2022.

Les pandémies, les épidémies ou les éclosions de maladies, comme la pandémie de COVID-19, peuvent nuire aux économies locales et mondiales et à nos activités, notre exploitation et nos résultats financiers.

Les perturbations causées par des pandémies, des épidémies ou des éclosions de maladie pourraient avoir une incidence défavorable importante sur les activités, l'exploitation, les résultats financiers et les anticipations prospectives d'AltaGas. Comme on l'a vu en réponse à la pandémie de COVID-19, les mesures d'urgence adoptées par les gouvernements pour lutter contre la propagation du virus et de ses variants comprennent des restrictions sur les activités commerciales et les voyages, des exigences liées à la vaccination et des directives de santé publique telles que les obligations d'isolement ou

de quarantaine. Ces mesures ont interrompu les activités commerciales et les chaînes d'approvisionnement, perturbé les voyages, contribué à une volatilité importante sur les marchés financiers et les marchés des marchandises, affecté les conditions sociales, eu une incidence sur les conditions économiques nationales et internationales et bouleversé le marché du travail. De plus, ces mesures ont exercé des pressions inflationnistes sur les coûts d'exploitation, comme la main-d'œuvre, les matériaux et le matériel, ce qui a réduit la prévisibilité des prix. Rien ne garantit que les stratégies d'AltaGas pour faire face aux perturbations éventuelles atténueront ces risques ou les incidences défavorables sur ses activités, son exploitation et ses résultats financiers. Des incidences défavorables futures sur les activités, l'exploitation et les résultats financiers d'AltaGas pas encore connues pourraient se matérialiser.

En réponse à la pandémie de COVID-19, AltaGas, en collaboration avec ses filiales, a mobilisé son équipe d'intervention face à la pandémie au début de 2020 afin de suivre la progression de la COVID-19 et de s'assurer que la Société réagisse rapidement et de manière appropriée. Des plans de continuité et des mesures de préparation ont été mis en place dans chacun des secteurs d'AltaGas, la préoccupation première étant de préserver le bien-être du personnel. Jusqu'à présent, AltaGas a été en mesure de relever les défis liés à la COVID-19 sans trop perturber ses activités. Alors que la pandémie de COVID-19 persiste, AltaGas continue de prendre des mesures proactives pour se préparer et répondre efficacement à l'évolution des risques et des exigences réglementaires dans les territoires où elle exerce ses activités, y compris les modifications des restrictions de voyage international, le potentiel d'un nombre plus élevé de cas de rhume et de grippe en hiver, les taux de vaccination et les obligations en matière de vaccination, l'efficacité des vaccins et l'évolution des variants de la COVID-19. Bien que la Société s'oriente vers la réintégration de ses milieux de travail, l'approche d'AltaGas a été et continuera d'être fondée sur le risque et guidée par ses valeurs fondamentales. La santé et la sécurité des employés, des clients, des sous-traitants et des collectivités dans lesquelles AltaGas exerce ses activités constituent la priorité absolue et sont intégrées à chaque aspect des efforts d'intervention d'AltaGas.

Compte tenu de la nature continue et dynamique des circonstances entourant la pandémie de COVID-19, il est difficile de prédire la durée ou l'amplitude définitive de l'impact sur les économies nord-américaines ou mondiales ou sur nos activités. L'ampleur de cette incidence dépendra des développements et des facteurs futurs qui sont très incertains et évoluent rapidement. Si ces risques se concrétisaient, la capacité de la Société à mener à bien ses plans d'affaires en 2022 pourrait être compromise.

Santé et sécurité

AltaGas est exposée aux dangers occasionnés par la collecte, le traitement, le transport, le fractionnement, le stockage et la commercialisation des hydrocarbures, comme les éruptions, les incendies, les explosions, les fuites de gaz, les rejets et la migration de substances dangereuses, les déversements d'hydrocarbures, la corrosion et les actes de vandalisme et de terrorisme. Ces dangers peuvent entraîner l'interruption des activités, nuire à la réputation d'AltaGas, causer des pertes de vie ou des lésions corporelles, des dommages au matériel, aux biens, aux systèmes informatiques, aux données connexes et aux systèmes de contrôle et causer des dommages à l'environnement, y compris la pollution des eaux, des sols et de l'air.

AltaGas est en outre responsable de la santé et de la sécurité des travailleurs, ce qui l'expose au risque d'être obligée par le gouvernement de corriger des conditions de travail dangereuses, la rend passible de pénalités pour avoir contrevenu aux lois, aux permis et aux autres autorisations en matière de santé et de sécurité et l'expose à une responsabilité civile. Les activités d'AltaGas vont continuer de dépendre fortement de la conformité aux lois sur la santé et la sécurité (actuelles et futures) et des exigences imposées par les permis et autres autorisations.

La sécurité a toujours été une valeur essentielle d'AltaGas et fait partie intégrante de son mode de fonctionnement. AltaGas travaille activement avec les associations professionnelles et les collectivités où elle exerce ses activités à l'amélioration de la sécurité. De plus, AltaGas a mis en place des politiques, procédures et plans d'intervention d'urgence qu'elle revoit et évalue régulièrement en vue d'y apporter les améliorations nécessaires. En ce qui concerne l'entreprise de Services publics, avec l'appui de certaines autorités de réglementation, AltaGas accélère actuellement le remplacement de l'infrastructure de pipelines vieillissante en fonction de leur priorité établie selon une approche fondée sur l'analyse des risques. Elle a également mis en place des mesures de prévention et d'assainissement afin de s'attaquer à l'augmentation des fuites dans son réseau de distribution causées par une augmentation de la quantité de gaz naturel contenant une faible concentration d'hydrocarbures légers reçue de ses fournisseurs.

Toutefois, rien ne garantit que si l'un de ces événements susmentionnés se produit ou que des questions de santé et sécurité des travailleurs se posent, il sera possible d'éviter des dépenses imprévues ou des amendes, des pénalités ou d'autres conséquences (y compris des changements d'activités) importantes pour les activités et l'exploitation d'AltaGas.

Risque opérationnel

Les entreprises d'AltaGas sont soumises aux risques normalement associés à l'exploitation et à la mise en valeur ainsi qu'au stockage et au transport du gaz naturel, de LGN, de GNL, de GPL et des installations et systèmes électriques, y compris la défaillance mécanique, les problèmes de transport, la dégradation matérielle, les erreurs humaines, les vices de fabrication, les contraintes placées sur la mise en valeur des ressources naturelles, les retards dans des projets ou l'imposition de restrictions sur des projets en raison de politiques ou d'initiative en matière de changements climatiques, de protestations ou d'actions militantes, le sabotage, le terrorisme, la pénurie, le climat, la déviation des ressources éoliennes ou hydrauliques, les catastrophes et les désastres naturels, les incendies, les inondations, les explosions, les tremblements de terre et d'autres événements similaires. Ce type d'éventualités pourrait causer des blessures aux employés, des dommages aux biens et à l'environnement, ainsi que des pannes imprévues ou des temps d'arrêt prolongés pour effectuer les réparations ou l'entretien. De plus, ces éventualités font généralement augmenter les frais d'exploitation et d'entretien et diminuer les produits d'exploitation. La survenance ou la poursuite de telles éventualités pourrait entraîner une hausse des frais d'AltaGas et réduire sa capacité de traitement, de stockage, de transport, de livraison ou de distribution de gaz naturel, de LGN, de GNL et de GPL, et causer des pertes substantielles que les assurances ne suffiraient pas nécessairement à couvrir ou pour lesquelles aucune assurance n'a pu être souscrite. Des dommages environnementaux pourraient également entraîner une hausse des coûts devant être engagés pour exploiter et assurer les actifs d'AltaGas, et avoir une incidence négative sur la réputation d'AltaGas et sur sa capacité à travailler en collaboration avec les parties prenantes.

Au fur et à mesure qu'AltaGas poursuit sa croissance et diversifie ses activités d'infrastructure énergétique, son profil de risque pourrait changer. Les entités en exploitation pourraient s'engager dans des secteurs d'activités ou chercher à élargir leurs activités dans des domaines où il y a davantage de risques économiques et davantage de capital « à risque ».

Risque lié à l'approvisionnement en gaz naturel

Un approvisionnement insuffisant en gaz naturel ou une capacité insuffisante des pipelines ou des installations de stockage pourrait provoquer un manquement aux obligations contractuelles en raison d'un événement économique, d'un phénomène naturel ou du non-respect par un cocontractant de ses obligations découlant d'un contrat d'achat de gaz, de stockage ou de capacité, ce qui risquerait d'avoir un effet défavorable importante sur les activités, la situation financière et les flux de trésorerie d'AltaGas.

En outre, Washington Gas, SEMCO Gas et ENSTAR doivent faire l'acquisition de capacité additionnelle de stockage ou de transport par gazoduc interétatique et construire des conduites de distribution et de transport afin de livrer une capacité additionnelle dans les régions de leur réseau en croissance. Le moment précis de l'arrivée de nouveaux clients importants dans son marché pourrait ne pas être prévu suffisamment à l'avance et la disponibilité de ces options d'approvisionnement pour répondre aux besoins de ces nouveaux clients pourrait être limitée en raison de l'offre et de la demande sur le marché, du calendrier de participation de Washington Gas aux nouveaux projets de construction de gazoduc interétatique, des exigences de permis locales et de la capacité d'acquérir les droits de passage nécessaires. Ces restrictions pourraient nuire à la capacité de Washington Gas de répondre aux besoins de certains de ses clients.

Le réseau de distribution de gaz d'ENSTAR, y compris le réseau pipelinier d'Alaska Pipeline Company, n'est raccordé à aucun gazoduc interétatique ou intraétatique important ni à aucune réserve de gaz naturel dans les 48 États du sud des États-Unis et au Canada. Par conséquent, ENSTAR s'approvisionne en gaz naturel aux termes de contrats à long terme approuvés par la RCA auprès de producteurs situés dans la région de Cook Inlet ou à proximité. La baisse de la production des champs gaziers de Cook Inlet pourrait nuire à la productibilité dans la région desservie par ENSTAR. La région de Cook Inlet fait actuellement l'objet d'une recherche de gaz naturel, y compris par des producteurs qui ont conclu des contrats d'approvisionnement avec ENSTAR. Des démarches se poursuivent relativement à la construction éventuelle d'un gazoduc qui s'étendrait du versant du nord de l'Alaska, en passant par l'intérieur de l'Alaska, jusqu'à l'installation de liquéfaction située dans le centre-sud de l'Alaska. Il n'existe aucune certitude quant à ces questions d'approvisionnement en gaz, y compris le moment où les gazoducs seront construits et entreront en service, ni quant à savoir si les approvisionnements en gaz naturel transportés par ces gazoducs seront offerts aux clients d'ENSTAR ou si celle-ci pourra les offrir à des conditions que la RCA jugera satisfaisantes.

Volume débité

Les entreprises d'AltaGas traitent, transportent et entreposent du gaz naturel, de l'éthane, des LGN et d'autres marchandises. Les débits sont tributaires de divers facteurs, dont le niveau des activités d'exploration et de mise en valeur dans le BSOC, la dynamique de l'offre et de la demande à long terme pour les marchandises en cause, la réglementation applicable aux participants du marché et l'intervention des parties prenantes. Plus particulièrement, en raison de la mise en valeur de nouveaux champs de gaz de schiste non classiques en Amérique du Nord, le prix du gaz naturel en Amérique du Nord a baissé et on observe une tendance vers un gaz plus riche ou humide, plus élevé en LGN. Les champs de gaz sec ont vu leur niveau d'activité faiblir. Ces facteurs et ces tendances de l'industrie peuvent rendre AltaGas incapable de maintenir le débit dans certaines régions. Par conséquent, AltaGas peut être exposée à une diminution des flux de trésorerie et de rentabilité découlant de la baisse du débit du gaz naturel, de l'éthane et des LGN et de l'augmentation des coûts d'exploitation.

Infrastructures

À mesure que leurs infrastructures arrivent à maturité, plusieurs services publics d'AltaGas ont mis en place des programmes en vue de remplacer les structures vétustes et de prendre d'autres mesures de prévention et d'assainissement. S'il devient soudainement impossible de livrer les volumes actuels et futurs de gaz naturel au moyen de gazoducs et d'infrastructures connexes en raison de réparations, de dommages, de déversements ou de fuites, ou encore pour d'autres raisons, les répercussions défavorables sur la situation financière et les résultats d'exploitation de l'entreprise de services publics pourraient être importantes. Bien que les tarifs imposés permettent généralement de recouvrer le coût de remplacement des infrastructures, il n'en demeure pas moins que des capitaux permanents sont nécessaires pour financer

ces programmes. En outre, des problèmes d'exploitation découlant de l'usure des infrastructures comme des fuites, des problèmes et incidents liés au matériel, y compris les explosions et les incendies, pourraient entraîner une responsabilité légale et des frais de réparation et d'assainissement, des frais d'exploitation et des dépenses d'investissement plus élevés, des sanctions et amendes imposées par règlement et autres frais, ainsi que la perte de confiance des clients. Il est possible que les obligations découlant de ces événements, s'ils se produisent, ne puissent être pleinement couverts par les assurances ou les tarifs.

Interruptions de service

Les interruptions de service qui peuvent survenir lors d'importantes pannes d'électricité imprévues touchant des installations ou des pipelines, la négligence de tiers ou l'indisponibilité de pièces de remplacement essentielles pourraient rendre AltaGas incapable d'exploiter ses installations avec efficacité et en toute sécurité, ce qui pourrait avoir des conséquences défavorables importantes sur les activités et les résultats financiers d'AltaGas.

Cybersécurité, information et systèmes de contrôle

Les procédés d'AltaGas reposent de plus en plus sur les systèmes d'information et l'automatisation procurés par l'infrastructure, les technologies et les données. Une défaillance dans un système d'information pourrait entraîner une panne dans un procédé, qui risquerait à son tour d'entraîner une défaillance en cascade des systèmes d'information provoquant la panne d'autres procédés. Le risque de cyberattaque augmente, en particulier le risque d'une attaque contre le secteur de l'énergie. De plus, AltaGas recueille et stocke des données sensibles dans le cours normal de ses activités, notamment des renseignements personnels sur ses employés et des renseignements exclusifs sur ses parties prenantes, comme ses clients, fournisseurs et investisseurs.

Depuis le début de la pandémie mondiale de COVID-19, le volume et le degré de sophistication des cyberattaques ciblées ont augmenté. Les mesures d'adaptation à la pandémie, comme le télétravail et l'accès à distance aux systèmes de la Société, peuvent présenter un risque accru lié à la cybersécurité et à la protection des renseignements personnels et peuvent exercer des pressions supplémentaires sur la structure informatique de la Société. Une défaillance de cette infrastructure pourrait sérieusement limiter la capacité d'AltaGas de poursuivre ses activités normales. Jusqu'à présent, les systèmes d'AltaGas ont bien fonctionné et n'ont pas subi de répercussions importantes découlant d'un problème d'infrastructure informatique;

Les atteintes à la sécurité des systèmes de technologie de l'information ou des systèmes technologiques d'exploitation d'AltaGas par des cyberattaques et des actes de cyberterrorisme ou d'autres défaillances de ces systèmes d'AltaGas pourraient entraîner des interruptions des activités de distribution de gaz naturel et des pannes, ou nuire à la capacité d'AltaGas d'exercer ses activités de manière sécuritaire, ou donner lieu à des retards, des dommages aux biens, à l'environnement ou à la réputation d'AltaGas, diminuer la confiance des clients, entraîner des pertes de profits et de données, notamment la communication non autorisée de données sur les clients, les employés, les finances ou la Société qui sont cruciales à la sécurité opérationnelle d'AltaGas ou qui pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société de facturer les clients et de se faire payer, provoquer un resserrement de la réglementation et d'autres conséquences défavorables, y compris des poursuites et des actions en responsabilité considérables ou encore des amendes ou des sanctions prévues par les lois applicables et, par conséquent, avoir une incidence défavorable sur ses activités et sa situation financière. Si les systèmes d'AltaGas sont endommagés, ne fonctionnent pas correctement ou sont autrement rendus indisponibles, AltaGas pourrait devoir engager des coûts importants pour les réparer ou les remplacer.

La stratégie en matière de cybersécurité d'AltaGas consiste principalement à identifier, à détecter et à protéger des biens informatiques, et à appliquer des mesures d'intervention et de redressement en cas d'incident, ce qui comprend notamment la surveillance continue de la gestion des événements et des incidents liés à la sécurité, la formation et la sensibilisation continues en matière de cybersécurité, la réalisation de tests sur la vulnérabilité et la pénétration par des tiers, ainsi que la planification et les tests de la réponse aux cyberincidents. Toutefois, en dépit de cette stratégie et des mesures prises aux termes de celle-ci, notamment celles qui précèdent, rien ne garantit qu'AltaGas ne sera pas victime de cyberattaques ou de pannes informatiques. La survenance de l'un de ces cyberévénements pourrait avoir une incidence défavorable sur la situation financière et les résultats d'exploitation d'AltaGas.

AltaGas dépend de tiers et de fournisseurs de services gérés pour divers services. Si ces tiers subissent des cyberattaques, les services qu'ils fournissent à AltaGas pourraient être perturbés. Une telle perturbation pourrait nuire à la capacité d'AltaGas de mener ses activités, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la situation financière et la réputation d'AltaGas. En outre, AltaGas pourrait être défavorablement touchée par le vol, l'endommagement ou la communication inappropriée de données sensibles détenues par ces tiers.

Risques liés aux changements climatiques y compris la tarification du carbone

AltaGas peut être exposée aux risques de transition et aux risques physiques liés aux changements climatiques. Se reporter aux rubriques « Réglementation sur l'environnement », « Activités de la Société – Entreprise de services publics – Incidences des facteurs environnementaux sur l'entreprise de services publics », « Activités de la Société – Entreprise intermédiaire – Incidence des facteurs environnementaux sur l'entreprise intermédiaire », « Activités de la Société – Secteur Siège social / Autres – Incidences des facteurs environnementaux sur le secteur Siège social / Autres », « Environnement, responsabilité sociale et gouvernance – Changements climatiques » de la présente notice annuelle. La stratégie climatique d'AltaGas est influencée par les risques liés aux changements climatiques et les occasions pour ses entreprises à court terme (moins de trois ans), à moyen terme (trois à 10 ans) et à long terme (+ 10 ans). AltaGas a intégré la gestion des risques liés aux changements climatiques dans tous ses secteurs d'activité au moyen de ses processus de GRE. L'intégration de ces considérations dans l'ensemble de notre processus décisionnel nous permet d'assurer qu'AltaGas est bien placée pour tirer parti d'un environnement en évolution rapide. Les risques liés aux changements climatiques pris en compte par AltaGas comprennent :

- Législation et réglementation actuelles et émergentes : Les installations et les activités d'AltaGas sont, et pourraient devenir, assujetties à la réglementation provinciale, étatique ou fédérale en matière de changements climatiques et à d'autres normes visant à gérer ou à limiter les émissions de GES ou à améliorer les exigences en matière de déclaration. Les coûts directs et indirects entraînés par l'obligation de se conformer à la réglementation, y compris la tarification du carbone, pourraient avoir une grave incidence sur les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives d'AltaGas. La plupart de ces coûts sont transférés aux clients producteurs d'AltaGas, ce qui a une incidence sur leurs bénéfices et leurs décisions futures en matière d'investissement. Les affaires d'AltaGas pourraient aussi être touchées indirectement par les lois et règlements qui s'appliquent à ses clients et à ses fournisseurs si ces lois et règlements ont pour effet de réduire la consommation de gaz naturel de ses clients, restreignent les activités de ses producteurs et autres fournisseurs ou augmentent le coût des produits et services qu'AltaGas acquiert auprès de ses producteurs et autres fournisseurs. AltaGas atténue ces risques par des efforts visant à réduire sa consommation d'énergie, par l'amélioration de son efficacité opérationnelle et par des stratégies de réduction des émissions de carbone. Certaines des stratégies de réduction du carbone d'AltaGas comprennent des investissements dans la technologie

en vue de respecter ou de dépasser les exigences de conformité et de réduire au minimum le coût de ces répercussions. AltaGas surveille activement les développements législatifs et participe aux occasions offertes au public de se faire entendre afin de s'assurer que les perspectives de l'industrie sont prises en compte.

- Marchés : AltaGas est exposée aux risques de marché découlant des fluctuations des prix des marchandises ainsi que des changements dans les tendances de la demande, de l'offre et de la consommation qui pourraient avoir une incidence sur ses activités. La diversification d'AltaGas entre les secteurs d'activité, les marchandises, les marchés et les politiques de gestion des risques, de couverture et de passation de contrats contribue à l'atténuation et à la gestion de ces risques. Les plans de croissance et les investissements d'AltaGas reposent sur des prévisions et des données fondamentales relatives au marché pour estimer l'offre et la demande de ses produits, y compris la croissance de la clientèle, l'évolution des préférences, les habitudes de consommation et l'incidence sur les prix des marchandises.
- Technologie : Les avancées et améliorations technologiques peuvent avoir une incidence sur le rythme de la décarbonisation qui peut toucher AltaGas et ses clients. Des variations dans la consommation d'énergie des clients en raison de mesures les incitant à investir dans des technologies présentant une meilleure efficacité énergétique pourraient éventuellement entraîner une diminution de la demande des clients, ce qui pourrait nuire aux résultats d'AltaGas. Les technologies émergentes sont prises en compte dans le cadre des processus de planification stratégique et d'évaluation des risques d'AltaGas. On y a recours dans le cadre de stratégies de décarbonisation telles que l'utilisation d'installations de cogénération, l'injection de gaz acide, la capture et le stockage du carbone, les technologies avancées de détection des fuites et de capture du méthane comme les compresseurs miniatures brevetés de Washington Gas utilisés pour capturer le méthane dans de petits espaces.
- Risques d'atteinte à la réputation : Pour AltaGas, il est très important d'établir et de conserver des relations positives avec toutes ses parties prenantes, notamment les organismes de réglementation, ses clients et les peuples autochtones locaux dans les collectivités où elle exerce ses activités. En raison de l'examen public accru des activités liées aux ressources naturelles, l'opposition dans le secteur peut avoir une incidence sur nos activités et notre réputation. AltaGas collabore de façon proactive avec ses principales parties prenantes et les relations que la Société établit sont essentielles à la réalisation de sa stratégie.
- Physiques : Les risques physiques liés au climat, comme les feux incontrôlés, les inondations et les tempêtes, ou les risques physiques liés aux changements progressifs des régimes climatiques, comme la hausse des températures, l'élévation du niveau de la mer et la variation des précipitations, sont surveillés, car ces événements peuvent avoir une incidence sur nos actifs, nos dépenses d'investissement, nos activités ou notre chaîne d'approvisionnement. Ces risques sont pris en compte dans l'investissement en capital, la conception de projet, la planification logistique des chaînes d'approvisionnement d'AltaGas, comme les distances et les itinéraires d'expédition et la planification des interventions d'urgence. Ils sont également atténués grâce à l'optimisation des façons dont AltaGas gère et transporte les produits et par une couverture d'assurance appropriée.

Réglementation

Les entreprises d'AltaGas sont assujetties à de nombreux règlements et lois complexes dans les territoires où elles exercent des activités. Les règlements et les lois suivent les changements d'orientations politiques, sans qu'AltaGas puisse en prédire avec exactitude l'évolution. Les changements dans la réglementation peuvent échapper au contrôle d'AltaGas et avoir des répercussions importantes sur ses activités, ses résultats d'exploitation et sa situation financière. Les gazoducs et les installations peuvent faire l'objet de demandes de transporteurs publics et d'entreprises publiques de traitement et être assujettis à des taux fixés par les autorités de réglementation lorsqu'aucune entente n'est conclue avec les producteurs

quant aux droits ou tarifs. L'exportation et l'importation d'énergie sont également assujetties à l'approbation d'autorités de réglementation. Les installations de production d'énergie sont assujetties aux approbations des autorités de réglementation et aux modifications que celles-ci apportent aux tarifs, à la structure du marché et aux sanctions. Washington Gas, SEMCO Gas, ENSTAR et CINGSA exercent leurs activités sur des marchés réglementés sur lesquels les autorités de réglementation doivent donner aux services publics la possibilité de toucher des revenus permettant le recouvrement de leurs coûts et le rendement du capital, ce qui pourrait limiter la capacité de la direction de prendre et de mettre en œuvre des décisions indépendantes, y compris établir les tarifs chargés aux clients, établir des méthodes de recouvrement des coûts et contracter des dettes. Les facteurs de risque suivants pourraient influencer sur les bénéfices provenant des services publics réglementés d'AltaGas : (i) des changements dans le rendement des capitaux propres et de la composante capitaux propres de la structure du capital autorisé par les autorités de réglementation; (ii) des changements de la base tarifaire; (iii) dans changements dans les volumes de gaz livrés; (iv) des changements dans la quantité de clients et la composition de la clientèle; (v) l'écart entre les frais réels engagés et les frais projetés qui servent à établir les exigences en matière de produits ainsi que les tarifs chargés aux clients; (vi) le recouvrement des frais imprévus au moyen des tarifs. La modification de la réglementation et des lois environnementales pourrait augmenter les frais d'exploitation d'AltaGas et nécessiter la présentation d'un supplément d'information. Il pourrait y avoir un accroissement des dépenses d'investissement, des dépenses d'exploitation et des frais de fermeture, d'abandon et de remise en état qui pourraient ne pas être recouvrables sur le marché ou au moyen des tarifs. De tels changements pourraient avoir une incidence défavorable sur AltaGas, en réduisant ou en éliminant la rentabilité d'activités ou de projets actuels, et exiger des investissements considérables pour développer de nouvelles technologies.

Litiges

AltaGas est exposée à des poursuites et autres réclamations dans le cours de ses activités. Les frais de défense et de règlement occasionnés par ces poursuites et réclamations peuvent être considérables, même si elles sont sans fondements. Compte tenu de l'incertitude inhérente aux procédures judiciaires, la résolution d'un litige donné pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la situation financière ou les résultats d'exploitation d'AltaGas.

Modifications des lois

Les modifications apportées à la législation applicable, notamment aux lois sur le commerce international et aux tarifs internationaux et aux lois, politiques ou programmes incitatifs gouvernementaux portant sur l'environnement, peuvent être défavorables à AltaGas si elles restreignent ses activités commerciales ou introduisent des règlements qui augmentent ses frais d'exploitation. Rien ne garantit l'absence de modification défavorable à AltaGas des lois, des politiques ou des programmes incitatifs gouvernementaux liés aux infrastructures énergétiques.

La réglementation et les lois environnementales régissant AltaGas ont changé et elles continueront de changer avec le temps. Les préoccupations à propos des changements climatiques, notamment en ce qui concerne les émissions de GES, les combustibles fossiles et l'affectation des sols, pourraient entraîner l'adoption de lois nouvelles ou plus sévères qui toucheraient AltaGas, ce qui augmenterait son exposition au risque de nature juridique.

Les modifications apportées aux lois fiscales applicables à AltaGas pourraient avoir une incidence défavorable sur ses actionnaires. Il peut s'agir de modifications dans les pratiques et politiques d'imposition, de changements dans les taux d'imposition, de nouvelles dispositions ou de nouvelles interprétations qui pourraient, individuellement ou collectivement, faire augmenter le taux d'imposition effectif d'AltaGas.

AltaGas pourrait faire face à des risques réglementaires et financiers liés à la législation sur la sécurité des pipelines visant à imposer une plus grande surveillance et inspection des pipelines et une augmentation des investissements dans les installations pipelinières. Des charges d'exploitation et dépenses d'investissement supplémentaires pourraient être nécessaires afin de maintenir la conformité à la plus grande surveillance fédérale découlant de ces propositions. Bien qu'AltaGas ne puisse prévoir avec certitude l'ampleur de ces charges et de ces dépenses ni le moment où elles devront être déboursées, l'adoption de ces propositions pourrait coûter très cher aux entreprises d'AltaGas. L'entreprise de services publics d'AltaGas pourrait être incapable de faire supporter la totalité ou une partie de ces coûts par ses clients en application des mécanismes réglementaires et être incapable de toucher ses taux de rendement autorisés sur ces coûts.

Incertitude politique, troubles civils, attaques et menaces terroristes, intensification de l'activité militaire en réponse à ces attaques ou actes de guerre, et autres troubles civils ou actes d'activisme

Le climat politique des territoires où AltaGas exerce ses activités est incertain. Des changements dans les conditions sociales, politiques, réglementaires ou économiques, ou dans les lois et politiques régissant l'environnement, le développement, la fiscalité, le commerce extérieur, les investissements ou l'énergie pourraient avoir un effet négatif important sur l'entreprise et les activités d'AltaGas.

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

Les attaques et les menaces terroristes, l'intensification de l'activité militaire ou des actes de guerre, ou d'autres troubles civils ou actes d'activisme pourraient avoir une incidence considérable sur la conjoncture économique générale et entraîner des fluctuations de la confiance et des dépenses des consommateurs et de la liquidité du marché, chacune de ces situations pouvant avoir une incidence défavorable sur les activités d'AltaGas. Les attaques terroristes futures, les rumeurs ou les menaces de guerre, les conflits réels impliquant les États-Unis ou le Canada, ou les perturbations militaires ou commerciales peuvent avoir une incidence considérable sur les activités d'AltaGas et celles de ses clients. Les cibles stratégiques, comme les actifs liés à l'énergie, pourraient être plus susceptibles de faire l'objet d'attaques futures que d'autres cibles aux États-Unis et au Canada. De plus, un militantisme environnemental accru contre la construction et l'exploitation de pipelines pourrait entraîner des retards de travaux, une réduction de la demande pour les produits et services d'AltaGas, une législation plus sévère ou le refus ou le retard de permis et d'emprises. Enfin, la perturbation ou une hausse importante des prix de l'énergie pourrait entraîner un contrôle des prix imposé par le gouvernement. Il est possible que l'un ou l'autre de ces événements, ou une combinaison de ceux-ci, ait une incidence défavorable sur les activités, l'exploitation ou les résultats financiers d'AltaGas.

Fermeture, abandon et coûts de remise en état

Il incombe à AltaGas de se conformer aux lois et règlements applicables à la fermeture, à l'abandon et à la remise en état de ses installations à la fin de leur durée de vie utile, ce qui peut entraîner des coûts considérables. Il est impossible de prévoir ces coûts avec certitude puisqu'ils sont tributaires des obligations réglementaires existant au moment de la fermeture, de l'abandon ou de la remise en état. Les coûts réels peuvent être supérieurs aux estimations actuelles fondées sur les obligations de mise hors service d'immobilisations dont il est question dans les états financiers d'AltaGas. En particulier, la direction a découvert des problèmes d'ordre environnemental soulevés par les anciennes activités

d'Harmattan et les services publics. Il semble en effet que ces activités aient contaminé considérablement l'eau souterraine et le sol. L'élimination de ces problèmes pourrait coûter très cher.

De plus, Washington Gas a comptabilisé des passifs environnementaux pour les coûts qui devraient être engagés pour assainir les sites où Washington Gas ou une société affiliée remplacée exploitait des usines à gaz manufacturé (UGS). Il est difficile d'estimer avec précision les obligations au titre des coûts d'intervention environnementale en raison des divers facteurs, dont les effets probables de l'inflation, qui peuvent avoir une incidence sur l'ampleur de l'intervention. Voir « Réglementation sur l'environnement » et « Activités de la Société – Entreprise de services publics – Incidences des facteurs environnementaux sur l'entreprise de services publics ».

Réputation

Pour AltaGas, il est très important d'établir et de conserver des relations positives avec ses parties prenantes, en particulier avec les collectivités où elle exerce ses activités, avec les organismes de réglementation et avec les peuples autochtones locaux. Les effets apparents que les activités exercées dans le secteur des ressources naturelles, comme l'exploration, la mise en valeur, la production, le traitement et le transport peuvent avoir sur le plan environnemental et social en ce qui concerne le bilan environnemental global, les émissions, la qualité de l'air et de l'eau, le bruit, la poussière, la perturbation des sols, les perturbations écologiques et les occasions de création d'emploi et de développement économique sont de plus en plus surveillés par le public. L'opposition des collectivités, de certains groupes d'intérêts particuliers (y compris des organisations non gouvernementales) et des peuples autochtones aux activités qui touchent les ressources naturelles pourrait avoir des répercussions sur AltaGas, en particulier sur sa capacité à obtenir et à conserver des permis, sur les délais et les coûts des projets d'investissement, sur ses activités, sur la confiance des actionnaires et sur sa réputation. De récentes modifications de la réglementation et des projets de modification pourraient accroître la capacité de groupes d'intérêts particuliers de s'opposer à certains projets d'investissement ou de les retarder. Se reporter à la rubrique « Modifications des lois » ci-dessus. La publicité négative envers les activités d'AltaGas et ses partenaires ou d'autres entreprises du secteur de l'énergie en général pourrait avoir une incidence défavorable sur AltaGas et sur ses activités. Même si AltaGas s'engage à exercer ses activités de manière responsable socialement, rien ne garantit que ses tentatives en ce sens pourraient atténuer ce risque éventuel.

Conditions météorologiques

Les activités de services publics et de distribution du gaz naturel sont très saisonnières, la majeure partie de la demande de gaz naturel étant concentrée pendant la période de chauffage hivernale, dont la durée varie dans chaque territoire où AltaGas exerce des activités de services publics. Les produits d'exploitation provenant de la distribution de gaz naturel au cours de l'hiver constituent généralement la part la plus importante des produits d'exploitation annuels provenant des activités de services publics. Rien ne garantit que les cycles météorologiques demeureront inchangés à long terme. Les variations saisonnières et annuelles par rapport à la moyenne à long terme pourraient être considérables. Au Maryland et en Virginie, Washington Gas a mis en place des mécanismes de réglementation et des modes de tarification qui ont pour but de stabiliser le niveau des produits nets perçus des clients en éliminant les effets des variations dans la consommation des clients causées par les conditions météorologiques et d'autres facteurs tels que la conservation. Si ses tarifs et droits étaient modifiés dans le but d'éliminer ces dispositions, Washington Gas pourrait alors être exposée à des risques considérables liés aux conditions météorologiques.

Les ventes d'énergie au détail d'AltaGas sont tributaires des conditions météorologiques et des saisons. Une large partie du chiffre des ventes provient de la vente de gaz naturel à des clients de détail qui chauffent des locaux pendant les mois d'hiver et de la vente d'électricité à des clients de détail qui climatisent pendant les mois d'été. Les conditions météorologiques ont une influence directe sur la quantité de gaz naturel et d'électricité livrée aux clients. Les conditions météorologiques peuvent également avoir une incidence sur les tarifs à court terme de l'approvisionnement énergétique si le secteur de la commercialisation de l'énergie au détail devait se procurer de l'énergie supplémentaire pour répondre aux besoins de ses clients. Les activités de l'entreprise intermédiaire d'AltaGas sont également de nature saisonnière en raison de la tendance à la hausse des écarts dans le transport et le stockage pendant l'hiver. Les variations des conditions météorologiques et la nature saisonnière de ces entreprises peuvent créer des fluctuations importantes des bénéfices et des besoins de liquidités à court terme pour ces entreprises.

Droits des Autochtones et droits issus de traités

Les peuples autochtones revendiquent des droits des Autochtones (au sens de l'article 35 de la Charte canadienne des droits et libertés) et des droits issus de traités relativement à une partie importante des terres au Canada et aux États-Unis. Les gouvernements au Canada et aux États-Unis ont le devoir de consulter les Autochtones et, au besoin, de les accommoder lorsque leurs droits peuvent être touchés par une mesure ou une décision du gouvernement. AltaGas exerce des activités dans des territoires ainsi revendiqués. Ces revendications, si elles sont présentées, pourraient entrer en conflit avec les activités de développement et, si elles sont fructueuses, pourraient avoir une incidence défavorable considérable sur la production de gaz naturel, l'aménagement de projets d'extraction de LGN et de gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique et l'exploitation de RIPET en Colombie-Britannique et de Ferndale dans l'État de Washington, entre autres. Cela pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités et l'exploitation d'AltaGas, notamment sur le volume de gaz naturel traité aux installations d'AltaGas ou sur l'exploitation ou l'aménagement d'installations de collecte et de traitement, d'exportation d'énergie, de distribution de gaz naturel, de stockage, de production d'électricité ou d'extraction et de transport.

En 2021, AltaGas a adopté une ligne directrice sur l'engagement envers les Autochtones, qui soutient une approche d'engagement actif auprès des collectivités autochtones afin de favoriser le repérage et la résolution rapide et constructive des problèmes. De plus, AltaGas a adopté une approche proactive pour améliorer, dans la mesure possible et raisonnable, la participation économique des peuples autochtones à ses activités. La ligne directrice, les conventions conclues avec les gouvernements autochtones et d'autres mesures prises par AltaGas renforcent les relations entre les parties, dans le respect du cadre réglementaire et judiciaire évolutif qui régit les relations entre les gouvernements du Canada et les peuples autochtones. Toutefois, AltaGas ne peut pas prévoir si, à l'avenir, les revendications territoriales et d'autres droits autochtones l'empêcheront d'exploiter son entreprise et ses activités comme elle le fait actuellement ou comme elle pourrait les exploiter à l'avenir dans ces régions. En outre, l'impossibilité de conclure une convention avec un groupe autochtone ou l'existence d'un conflit ou d'un différend avec pareil groupe pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation d'AltaGas.

En juin 2021, la Cour suprême de la Colombie-Britannique a statué dans l'affaire *Yahey v. British Columbia* que les mécanismes réglementaires de la Colombie-Britannique visant l'évaluation et la prise en compte des effets cumulatifs du développement sur les droits conférés aux peuples autochtones en vertu du Traité n° 8 étaient insuffisants, et que la Colombie-Britannique ne pouvait continuer à autoriser des activités qui violent les promesses comprises dans le Traité. AltaGas exploite des installations de traitement du gaz naturel dans la région de la Colombie-Britannique visée par le Traité n° 8 et a besoin de volumes continus de production de gaz naturel dans cette région afin de croître et de soutenir ces développements. La Cour a exigé que la Colombie-Britannique consulte les nations signataires du Traité n° 8 afin d'établir des mécanismes exécutoires en temps

opportun pour évaluer et gérer l'impact cumulatif du développement industriel sur les droits issus du Traité. Ces consultations sont en cours en date des présentes. Bien qu'AltaGas ait bon espoir qu'un nouveau cadre réglementaire favorable au développement continu du gaz naturel dans la région du Traité n° 8 sera finalement négocié et mis en œuvre, elle ne peut prédire les résultats de ces négociations et le cadre réglementaire qui en résultera.

Risques liés aux marchés des capitaux et à la liquidité

Il est possible que l'accès d'AltaGas aux capitaux soit limité et que ses frais d'emprunt augmentent. Puisque les dépenses d'investissement futures d'AltaGas seront financées à l'aide des flux de trésorerie provenant de l'exploitation, d'emprunts et de la vente éventuelle de titres de capitaux propres, la capacité d'AltaGas de financer ces dépenses d'investissement dépendra, entre autres, de l'état général des marchés financiers et de l'intérêt des investisseurs pour les placements du secteur de l'énergie en général et pour les titres d'AltaGas en particulier.

Si les sources externes de capitaux se tarissent, ne sont plus disponibles à des conditions abordables ou deviennent par ailleurs limitées, la capacité d'AltaGas de faire des investissements de capitaux et de maintenir ses installations existantes pourrait être touchée défavorablement, ce qui pourrait du même coup avoir une incidence défavorable importante sur ses actifs, ses passifs, ses activités, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses dividendes.

Si les flux de trésorerie provenant de l'exploitation sont inférieurs aux prévisions, que les coûts de ces projets dépassent les estimations actuelles ou qu'AltaGas doit engager des dépenses imprévues importantes pour construire, aménager ou entretenir ses installations existantes, AltaGas pourrait être obligée d'obtenir des capitaux supplémentaires pour maintenir ses dépenses d'investissement aux niveaux prévus. Si AltaGas n'obtient pas le financement nécessaire pour réaliser les dépenses d'investissement qu'elle projette, cela pourrait entraîner un retard dans son programme d'immobilisations ou une diminution de ses dividendes.

Washington Gas et SPE ont pris certains engagements d'isolement, de sorte que les patrimoines des entités isolées ne pourront pas servir au règlement des dettes ou des obligations contractuelles d'une entité non isolée.

Conjoncture économique générale

La conjoncture et la solidité globale de l'économie mondiale, en particulier des économies canadienne et américaine, ont une incidence sur les activités d'AltaGas. Pendant les ralentissements économiques, la demande pour les produits et services d'AltaGas et l'offre et la demande d'électricité, de gaz naturel et de LGN peuvent être touchées de façon défavorable. Les périodes de ralentissement économique ou de croissance faible ou négative pourraient avoir une incidence défavorable sur les résultats d'AltaGas et restreindre sa capacité à verser des dividendes aux actionnaires.

Risque de crédit interne

Les notes de crédit ont une incidence sur la capacité d'AltaGas d'obtenir du financement à court et à long terme ainsi que sur le coût de ce financement. En outre, la capacité d'AltaGas de réaliser des opérations sur dérivés ou des opérations de couverture dans le cours normal des affaires et de maintenir en vigueur des contrats conclus dans le cours normal des affaires avec les clients et les fournisseurs à des conditions acceptables dépend des notes d'AltaGas.

Une baisse des notes actuellement attribuées aux titres d'emprunt d'AltaGas par une ou plusieurs de ses agences de notation en deçà d'une note de catégorie supérieure aurait une incidence défavorable sur le coût du financement d'AltaGas et sur son accès aux sources de liquidités et de capitaux.

En outre, une baisse des notes d'AltaGas pourrait rendre plus difficile et coûteux (i) la conclusion d'opérations de couverture ou sur dérivés dans le cours normal et obligerait AltaGas à donner des garanties supplémentaires aux termes de certains de ses contrats, et (ii) la conclusion et la poursuite à des conditions acceptables de contrats dans le cours normal des affaires avec des clients et des fournisseurs.

De plus, en ce qui concerne WGL, une baisse des notes pourrait entraîner la hausse des coûts d'emprunt. Les conditions de la fusion ont limité la capacité de Washington Gas de recouvrer auprès des clients les coûts de financement supplémentaires occasionnés par la relation de Washington Gas avec AltaGas et les membres de son groupe. Par conséquent, la révision à la baisse des notes d'AltaGas ou de WGL pourrait avoir une incidence défavorable sur les bénéfices ou les flux de trésorerie en limitant la capacité de Washington Gas de gagner ses taux de rendement autorisés. Les notes visent à fournir aux investisseurs une évaluation indépendante de la qualité du crédit d'un émetteur de titres. Les notes que les agences de notation attribuent aux titres d'AltaGas ne constituent pas des recommandations d'acheter, de conserver ou de vendre des titres dans la mesure où ces notes ne se prononcent pas sur leur cours ou leur pertinence pour un investisseur donné. Rien ne garantit qu'une note demeurera en vigueur pendant une période donnée ou qu'elle ne sera pas révisée ou entièrement retirée par une agence de notation à l'avenir si, d'après cette agence, les circonstances le justifient.

Risque de change

La monnaie fonctionnelle d'AltaGas est le dollar canadien. AltaGas s'expose au risque de change en raison de ses investissements aux États-Unis, et elle est exposée au risque de change en raison de ses activités d'exportation. Les variations du taux de change du dollar canadien en dollar américain pourraient avoir une incidence sur les bénéfices d'AltaGas, la valeur de ses investissements aux États-Unis et l'encaisse générée par les activités américaines. AltaGas exerce ses activités à l'échelle internationale et une tranche de plus en plus forte du bénéfice net de la Société provient de l'extérieur du Canada. Par conséquent, AltaGas pourrait subir des écarts entre la monnaie dans laquelle les dettes sont contractées et la monnaie dans laquelle les produits d'exploitation sont tirés, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur les résultats d'AltaGas du fait des impôts supplémentaires et du coût du change.

Intégration de Petrogas

AltaGas a fait l'acquisition de sa participation majoritaire dans Petrogas dans la perspective qu'elle bonifie certains paramètres financiers et lui procure d'autres avantages opérationnels, notamment des économies de coûts et des efficiences opérationnelles. L'obtention des avantages prévus de l'acquisition de Petrogas est assujettie à un certain nombre d'incertitudes. Il faut notamment qu'AltaGas réalise les occasions de croissance et les synergies attendues de cette intégration. L'intégration générale des entreprises pourrait provoquer des difficultés, des dépenses, des responsabilités, des réactions de la part de la concurrence et des pertes de clients et d'autres relations d'affaires graves et imprévues. Les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives d'AltaGas pourraient être gravement touchés si les avantages prévus ne sont pas réalisés ou si le regroupement entraîne des dépenses ou des dettes imprévues.

Financement par emprunt, refinancement et service de la dette

AltaGas finance par emprunt certaines de ses activités commerciales, dont ses dépenses en immobilisations et ses frais d'exploitation. Les facilités de crédit et les billets non garantis de premier rang à long terme ont des durées déterminées. Rien ne garantit qu'AltaGas sera en mesure de refinancer l'un ou l'autre de ses emprunts à leur échéance. De plus, rien ne garantit qu'AltaGas sera en mesure de toujours se conformer aux engagements imposés par ses emprunts actuels, pas plus qu'il n'est garanti qu'AltaGas sera en mesure d'obtenir un nouveau financement nécessaire à ses activités et à son programme de croissance des immobilisations. L'incapacité d'AltaGas de se refinancer, d'obtenir du nouveau financement ou de se conformer aux engagements imposés par ses emprunts pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les résultats financiers d'AltaGas, y compris sur sa capacité à verser des dividendes aux actionnaires. En outre, l'incapacité d'AltaGas d'obtenir du nouveau financement pourrait réduire sa croissance future.

Les emprunts actuels ou additionnels faits par AltaGas ou en son nom ont une incidence sur le niveau d'endettement de l'entreprise. Les versements d'intérêt et de capital sur ces emprunts auront préséance sur le versement de dividendes en espèces et pourront augmenter le risque financier des activités d'AltaGas. Il est interdit à AltaGas de verser un dividende lorsqu'elle manque aux conditions de ses emprunts ou si le versement du dividende provoquait un manquement aux conditions de ses emprunts.

L'incapacité d'AltaGas de refinancer ses titres d'emprunt à l'échéance ou de les refinancer à des modalités aussi favorables pourrait avoir une incidence sur les dividendes en espèces versés aux actionnaires. Des renseignements sur les dates d'échéance des facilités d'emprunt figurent à la note 16 des états financiers consolidés audités d'AltaGas au 31 décembre 2021 et pour l'exercice clos à cette date.

AltaGas estime que ses facilités de crédit existantes suffiront à ses besoins immédiats et elle n'a aucune raison de croire qu'elle ne pourra pas renouveler ses facilités de crédit existantes ou refinancer ses billets non garantis de premier rang à long terme existants à des conditions raisonnables sur le plan commercial. Il n'en demeure pas moins qu'un marasme économique mondial prolongé provoquerait un resserrement de l'accès au capital et une augmentation des coûts d'emprunt d'AltaGas et des autres sociétés d'énergie. La capacité d'AltaGas à contracter des emprunts repose, entre autres facteurs, sur l'état global des marchés des capitaux, la qualité des notations d'AltaGas et la propension des investisseurs à investir dans le secteur de l'énergie et les titres d'AltaGas en particulier. La capacité d'honorer ou de refinancer ses emprunts dépend de la situation financière et du rendement opérationnel d'AltaGas, qui sont tributaires de la conjoncture économique, de la concurrence et de certains facteurs financiers, commerciaux et autres qui échappent au contrôle d'AltaGas. Par conséquent, AltaGas pourrait ne pas être en mesure de maintenir des flux de trésorerie tirés des activités d'exploitation suffisants pour lui permettre de rembourser le capital, la prime, s'il y a lieu, et les intérêts sur sa dette. Ces conditions pourraient avoir un effet défavorable sur le secteur où AltaGas exerce ses activités et sur son entreprise, y compris les résultats d'exploitation et les résultats financiers futurs. Rien ne garantit que les flux de trésorerie d'AltaGas seront suffisants pour lui permettre de s'acquitter de ses obligations financières à l'avenir ou qu'elle sera en mesure d'obtenir des fonds additionnels.

Taux d'intérêt

AltaGas est exposée à la fluctuation des taux d'intérêt sur ses dettes à taux variable. Les conditions économiques canadiennes, américaines et mondiales échappent au contrôle d'AltaGas et pourraient donc avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière et les flux de trésorerie d'AltaGas.

Risque de contrepartie et de fournisseur

Actuellement, il y a des retards et des perturbations considérables dans les chaînes d'approvisionnement mondiales, qui découlent en partie des stratégies d'atténuation utilisées en réponse à la COVID-19. À mesure que l'économie mondiale se redresse, ces difficultés d'approvisionnement pourraient entraîner une pénurie de produits disponibles et une hausse des prix. Dans la mesure où AltaGas est dans l'impossibilité d'obtenir les produits nécessaires à ses activités à un prix acceptable ou à tout prix, cela pourrait entraîner des retards dans les activités opérationnelles prévues et des coûts d'exploitation plus élevés. Il existe aussi une possibilité accrue que les contreparties aux contrats manquent à leurs obligations envers AltaGas. Pareil manquement d'une contrepartie importante pourrait avoir une incidence défavorable sur les activités et les résultats financiers d'AltaGas. Jusqu'à présent, les cas de force majeure invoqués par les contreparties concernant les actifs d'AltaGas en raison de la COVID-19 n'ont pas été importants.

Incidents touchant les systèmes et les procédés techniques

Si des systèmes et des procédés techniques clés n'arrivent pas à répondre efficacement aux exigences en matière d'information et aux processus commerciaux, AltaGas pourrait être incapable de mesurer, d'inscrire et d'analyser efficacement des données essentielles, d'y avoir accès ou de les présenter avec exactitude, ce qui pourrait entraîner une augmentation des frais et la perte d'occasions d'affaires.

Dépendance envers certains partenaires

AltaGas est copropriétaire de certaines installations avec des coentrepreneurs. L'incapacité des exploitants de ces installations de les faire fonctionner au coût ou de la façon projetés par AltaGas pourrait nuire aux résultats d'AltaGas. En outre, dans le cas des filiales en propriété non exclusive, AltaGas compte sur le fait que d'autres investisseurs respectent leurs engagements et obligations concernant le projet ou l'installation. AltaGas a conclu divers types d'arrangements avec des coentrepreneurs pour la construction, l'exploitation ou la propriété de certaines installations. Certains de ces coentrepreneurs peuvent avoir ou développer des intérêts ou des objectifs qui sont différents des objectifs d'AltaGas ou en conflit avec ceux-ci. AltaGas n'a pas le pouvoir exclusif de diriger les affaires et les activités de ces installations et elle risque de subir les contrecoups des décisions prises par les coentrepreneurs et des différends éventuels à propos des activités et des autres décisions commerciales. Pareilles divergences d'opinion pourraient avoir une incidence négative sur le succès des installations.

Risque lié à la stratégie de croissance

Il se peut que la stratégie qu'AltaGas a mise en œuvre et qu'elle prévoit continuer de mettre en œuvre en 2022 et par la suite ne soit pas aussi fructueuse que prévu. L'incapacité de tirer parti de tous les avantages prévus de la stratégie d'AltaGas pourrait avoir une incidence défavorable sur les résultats d'AltaGas, notamment en l'empêchant d'atteindre la totalité ou une partie des cibles prévues dans ses projections financières.

Construction et aménagement

La construction, l'aménagement et l'exploitation future des projets d'AltaGas sont assujettis à la modification des politiques et des lois fédérales du Canada et des États-Unis, des gouvernements provinciaux, étatiques et locaux, y compris les approbations des autorités de réglementation et les règlements en matière d'environnement, d'utilisation des terres, de santé, de culture et de conflits d'intérêts avec d'autres parties et à d'autres questions indépendantes de la volonté d'AltaGas.

La construction des installations pipelinières d'AltaGas a connu et pourrait continuer de connaître des obstacles d'ordre législatif et réglementaire. De plus, la construction et l'exploitation de ces installations sont soumises à des aléas, à des pannes d'équipement, à l'interruption de la chaîne d'approvisionnement, à des problèmes de main-d'œuvre et à d'autres risques connexes, qui pourraient faire diminuer la valeur de ces investissements, notamment en entraînant leur dépréciation ou en retardant leur date d'entrée en service, ce qui nuirait aux résultats d'exploitation. Par exemple, AltaGas est tenue de soumettre certains actifs à un test de dépréciation sur une base annuelle ou lorsque que des événements ou des circonstances indiquent que la valeur comptable de ces actifs pourrait s'être dépréciée. Le résultat de ce test pourrait se traduire par la comptabilisation d'une perte de valeur de certains investissements, notamment de son goodwill et de ses immobilisations corporelles.

Comme ces installations sont raccordées à des installations appartenant à des tiers, certains événements imprévus ou impossibles à contrôler survenant dans les systèmes de ces tiers pourraient nuire à l'exploitation de ces installations. Ces événements pourraient retarder davantage l'entrée en service des projets d'AltaGas ou en interrompre l'exploitation, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur les résultats financiers d'AltaGas.

Transport de produits pétroliers

Les activités d'AltaGas comprennent le transport par camion et par train de produits pétroliers, y compris des LGN, du pétrole brut et d'autres produits raffinés. Les liquides de gaz naturel des producteurs de gaz naturel sont acheminés à RIPET et à Ferndale par camion et par train et livrés aux clients par bateau. Les livraisons peuvent être affectées par des manifestations, des actions militantes, des grèves, des retards de service, des conditions météorologiques défavorables, le manque de wagons de transport, les déraillements ou d'autres incidents de transport, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur les volumes des produits ou leur prix, ou encore nuire à la réputation d'AltaGas, entraîner une responsabilité légale, causer des décès ou des lésions corporelles, entraîner la perte d'équipement ou de biens, ou causer des dommages environnementaux. Le coût des dommages environnementaux, des dommages aux biens ou des lésions corporelles découlant d'un incident de transport impliquant des produits pétroliers pourrait s'avérer considérable. Les grandes compagnies de chemin de fer du Canada ont adopté des dispositions contractuelles types conçues pour transférer la responsabilité aux expéditeurs en cas de réclamation présentée par un tiers. Dans le cas où AltaGas serait en fin de compte responsable de dommages découlant de ses activités liées au transport maritime ou ferroviaire de produits pétroliers, ou contre lesquels elle ne peut pas s'assurer, ou si jamais des coûts ou des obligations supplémentaires étaient imposés à AltaGas par suite de nouveaux règlements, l'entreprise, l'exploitation et la situation financière d'AltaGas pourraient s'en ressentir. De plus, lorsque le transport n'est pas possible, AltaGas pourrait être incapable de trouver un autre moyen de transport, ce qui risque de nuire aux activités qu'elle exerce à RIPET, à Ferndale ou à d'autres installations.

Pertes sous-assurées ou non assurées

Rien ne garantit qu'AltaGas sera en mesure de souscrire ou de maintenir en vigueur une assurance adéquate moyennant des primes qu'elle considère comme raisonnables. De plus, rien ne garantit que l'assurance souscrite couvrira toutes les pertes ou obligations pouvant découler de l'exercice des activités d'AltaGas. Une réclamation importante non assurée, une réclamation supérieure à la limite de l'assurance souscrite par AltaGas ou une réclamation visée par une franchise autoassurée pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités d'AltaGas ou sur ses résultats. De plus, des réclamations assurées considérables pourraient entraîner une hausse des frais d'exploitation et d'assurance des actifs d'AltaGas dans l'avenir.

Incidence de la concurrence sur les entreprises d'AltaGas

AltaGas subit une forte concurrence dans le secteur de la commercialisation de l'énergie au détail. Elle rivalise avec d'autres fournisseurs non réglementés de gaz naturel et d'électricité au détail; elle subit également la concurrence découlant des tarifs d'électricité et de gaz naturel offerts par les services publics. L'accroissement de la concurrence, notamment celles des services publics qui offrent des tarifs inférieurs aux tarifs en cours sur le marché, pourrait entraîner la diminution du volume des ventes ou des occasions de croissance. L'entreprise intermédiaire d'AltaGas rivalise avec d'autres sociétés d'infrastructures et de services énergétiques du secteur intermédiaire en vue d'acquérir des actifs de stockage et de transport du gaz naturel, ainsi qu'avec des fournisseurs d'énergie en gros et d'autres membres du même groupe de services publics réglementés qui n'exercent pas d'activités de services publics. Le secteur Siège social/autres d'AltaGas rivalise avec de nombreux concurrents dans le secteur des réseaux d'énergie commerciaux notamment, pour la clientèle gouvernementale, des sociétés qui concluent des contrats de rendement liés aux économies d'énergie avec leurs clients et d'autres services publics qui offrent des services aux termes de CRLEE et, enfin, en ce qui concerne le marché de l'énergie renouvelable, avec d'autres promoteurs, des investisseurs participant au partage fiscal, des entreprises propriétaires d'installations de production décentralisées et des institutions de prêt. Ces rivaux pourraient posséder des plateformes d'énergie diversifiées assorties de multiples approches de commercialisation, avoir une couverture géographique plus large, un meilleur accès au crédit et à d'autres ressources financières ou des structures de coûts inférieures, et ils pourraient faire des acquisitions stratégiques ou établir des alliances entre eux. Rien ne garantit qu'AltaGas pourra concurrencer ces entités avec succès, et un échec en la matière pourrait nuire à ses résultats d'exploitation et à ses flux de trésorerie.

Risque de crédit de contrepartie

AltaGas s'expose à des pertes sur créances dans le cas où des contreparties à des contrats ne respectent pas leurs obligations actuelles ou futures envers elle. Il y a risque de crédit lié notamment à des contreparties à ses ententes régissant la vente, l'achat et la livraison de marchandises, la capacité de transport, la conception et la construction du réseau énergétique, les modalités d'investissement, et à ses contrats à long terme, comme les EAE, les CAE et les ententes fermes. Bien que la majorité des contreparties d'AltaGas soient de première qualité, AltaGas ne peut garantir que la qualité du crédit de ses contreparties demeurera aux niveaux actuels ou qu'elle ne diminuera pas. En outre, dans le cas des filiales en propriété non exclusive, AltaGas compte sur le fait que d'autres investisseurs respectent leurs engagements et obligations concernant le projet ou l'installation. Le non-respect par ces entités de leurs obligations contractuelles envers AltaGas pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives d'AltaGas. AltaGas atténue ces risques accrus grâce à la diversification et à un processus d'examen de la solvabilité de ses contreparties.

Risque lié au marché

AltaGas est exposée aux risques du marché découlant des fluctuations dans le cours des marchandises et les taux d'intérêt sur les marchés d'Amérique du Nord et, en ce qui concerne les exportations, sur les marchés étrangers. L'offre et la demande sur tous ces marchés sont touchées par un certain nombre de facteurs, comme le coût important de l'inflation, le volume de l'offre sur certains secteurs des marchés, issue des têtes de puits ou des installations de stockage, les conditions météorologiques, les économies des États-Unis, du Canada et de l'Asie, les catastrophes naturelles et les restrictions visant les pipelines. En outre, le secteur de la commercialisation de l'énergie au détail est exposé aux fluctuations des prix de certains services connexes fournis par le réseau commun d'énergie au sein duquel il exerce ses activités. Les fluctuations du cours des marchandises échappent au contrôle d'AltaGas et pourraient avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière et les flux de trésorerie d'AltaGas.

Risque lié à la composition

Les activités d'extraction sont influencées par la composition du gaz naturel produit dans le BSOC et traité dans les installations d'AltaGas. La composition du gaz peut varier au fil du temps en raison de facteurs comme le volume de traitement effectué aux usines en amont d'installations d'AltaGas et la composition du gaz naturel produit à partir de gisements en amont d'installations d'AltaGas.

Garanties accessoires

AltaGas est en mesure d'obtenir des limites de crédit non garanties de ses contreparties afin d'obtenir un approvisionnement et des services de gaz naturel et de LGN pour ses activités liées aux services énergétiques. Si le risque de crédit des contreparties auquel s'expose AltaGas dépasse les limites de crédit non garanties accordées, AltaGas pourrait être tenue de fournir des garanties accessoires, comme des lettres de crédit.

Accords déclaratoires

Si AltaGas devient insolvable ou manque de façon importante pendant une longue période aux obligations stipulées dans les accords déclaratoires, la propriété de l'usine de traitement du gaz naturel qui fait partie d'Harmattan pourra être réclamée par les premiers propriétaires d'Harmattan moyennant une somme symbolique. Par conséquent, dans ces circonstances, AltaGas pourrait perdre son placement dans l'usine de traitement du gaz naturel, à l'exclusion des installations dont elle est la propriétaire exclusive.

Cours des actions ordinaires et des autres titres

AltaGas ne peut prévoir les cours de négociation futurs des actions ordinaires, des actions privilégiées et des autres titres qu'elle émet. Les actions ordinaires, les actions privilégiées et les autres titres d'AltaGas ne se négocieront pas forcément à des valeurs établies seulement en référence à la valeur sous-jacente des actifs de la Société. Le rendement annuel des titres est l'un des facteurs qui peuvent influencer sur leurs cours. Une augmentation des taux d'intérêt du marché pourrait inciter les acquéreurs de titres d'AltaGas à réclamer un rendement annuel supérieur, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur le cours de ces titres. En outre, l'annonce de faits nouveaux, un changement dans les résultats d'exploitation d'AltaGas, l'incapacité de répondre aux attentes des analystes, des divergences entre les résultats et les attentes des analystes, les changements dans les notes de crédit ou la conjoncture générale du marché, les fluctuations du marché des titres et de nombreux autres facteurs qui échappent à la volonté d'AltaGas peuvent influencer sur le cours des titres d'AltaGas.

Fluctuation des dividendes

La déclaration et le versement par AltaGas de dividendes sur les actions ordinaires se font à la discrétion du conseil d'administration. Les liquidités pouvant servir à verser des dividendes aux actionnaires dépendent d'un certain nombre de facteurs, notamment le rendement financier d'AltaGas, l'incidence des taux d'intérêt, les tarifs de l'électricité, du gaz naturel, des LGN, des GNL et des GPL, les clauses restrictives des contrats de prêt et les créances, les besoins du fonds de roulement, la liquidité et les besoins en capitaux futurs. Le versement des dividendes pourrait être réduit ou entièrement interrompu en fonction des activités d'AltaGas et du rendement de ses actifs. Le cours des actions d'AltaGas pourrait subir une baisse considérable si AltaGas n'était pas en mesure d'atteindre ses cibles de dividendes ou si elle décidait de les modifier.

Ventes éventuelles d'actions supplémentaires

AltaGas pourrait émettre des actions supplémentaires à l'avenir pour financer directement ou indirectement, entre autres, les dépenses d'investissement d'entités qu'elle détient ou détiendra directement ou indirectement, notamment financer les acquisitions réalisées par ces entités. Ces actions supplémentaires peuvent être émises sans l'approbation préalable des actionnaires, qui ne pourront se prévaloir de droits préférentiels de souscription relativement à ces émissions supplémentaires. Le prix et les autres conditions d'émission des actions supplémentaires relèvent de la discrétion du conseil d'administration. Toute émission d'actions ordinaires ou de titres convertibles en actions ordinaires pourrait avoir un effet dilutif sur les actionnaires existants.

Relations de travail

Le personnel d'exploitation et d'entretien au centre énergétique Blythe et à Younger et certains employés de Washington Gas et de SEMCO Energy sont syndiqués. Certaines opérations à RIPET sont aussi exécutées par des salariés syndiqués. Toute interruption du travail pourrait limiter la capacité de produire de l'électricité au centre énergétique Blythe, limiter la capacité de traiter le gaz naturel et de produire du LGN à Younger, nuire aux activités à RIPET ou nuire aux activités de Washington Gas ou de SEMCO Energy et, par conséquent, avoir une incidence défavorable sur les flux de trésorerie et le résultat net d'AltaGas.

Personnel clé

Le succès d'AltaGas dépend largement des compétences et des connaissances spécialisées de son personnel clé. La continuité de son succès dépendra de sa capacité à conserver son personnel clé et à attirer des personnes de talent dans son entreprise. L'accès à un bassin de travailleurs offrant constamment les compétences, le savoir-faire et l'expérience nécessaires est un facteur essentiel à sa réussite. Les coûts du recrutement et de la fidélisation du personnel pourraient avoir des conséquences défavorables sur les activités commerciales et les résultats financiers d'AltaGas.

Coûts et limitations de la gestion des risques

AltaGas utilise des instruments financiers dérivés pour couvrir les risques associés aux fluctuations des taux de change, des taux d'intérêt et des prix des marchandises. AltaGas ne conclut pas d'opérations sur dérivés dans le but de spéculer. Les opérations sur instruments dérivés d'AltaGas n'éliminent pas tous les risques associés à l'entreprise d'AltaGas ni le risque d'activités non autorisées, malgré la surveillance assurée par les mécanismes de gestion des risques d'AltaGas. De telles activités non autorisées pourraient avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, les activités et la situation financière d'AltaGas.

Engagements liés aux approbations réglementaires de l'acquisition de WGL

En raison du besoin d'obtenir les accords de la PSC du DC, de la PSC du Maryland, de la SCC de Virginie et de la FERC, et en raison du besoin de faire approuver l'acquisition de WGL par le CFIUS, AltaGas s'est engagée à participer à divers programmes, contributions et investissements dans plusieurs conventions et ordonnances d'approbation des autorités de réglementation. Il se peut que la satisfaction de ces engagements conformément aux conditions prescrites par les ententes ou ordonnances occasionne à AltaGas des retards, des difficultés imprévues ou des frais supplémentaires. Le non-respect des engagements d'AltaGas pourrait entraîner une hausse des coûts, des sanctions ou des amendes qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives d'AltaGas.

Coût des prestations de retraite offertes

Le coût des prestations de retraite offertes aux employés actuels et aux anciens employés admissibles est soumis à la fluctuation de la valeur marchande des actifs du régime de retraite d'AltaGas et du rendement des obligations, aux changements démographiques et aux changements d'hypothèses. Le déclin continu des marchés boursiers, la diminution du rendement des obligations, les tendances à l'augmentation du coût des soins de santé ou l'augmentation de l'espérance de vie des bénéficiaires pourraient avoir une incidence défavorable sur les passifs et les actifs des régimes de retraite d'AltaGas et le coût des prestations de retraite. De plus, AltaGas pourrait être tenue d'augmenter ses cotisations à l'avenir afin de maintenir le niveau actuel des prestations offertes par les régimes ou pour se conformer aux obligations de financement édictées par le gouvernement fédéral américain.

Défaut des fournisseurs de service

Certaines des fonctions relatives aux technologies de l'information, au service à la clientèle, à la chaîne d'approvisionnement, à l'installation et à l'entretien des pipelines et des infrastructures, à l'ingénierie, à la paie et aux ressources humaines, qui sont nécessaires à AltaGas, sont exécutées par des tiers. La prestation de certains de ces services peut être offerte par des fournisseurs dans des centres situés à l'extérieur du Canada et des États-Unis. Les services qui sont fournis aux termes des conventions de service pourraient être interrompus en raison de circonstances indépendantes de la volonté d'AltaGas. La dépendance d'AltaGas à l'égard de ces fournisseurs de service pourrait avoir une incidence défavorable sur les activités, les résultats d'exploitation et la situation financière d'AltaGas.

ENVIRONNEMENT, RESPONSABILITÉ SOCIALE ET GOUVERNANCE

Valeurs

AltaGas fait reposer ses relations avec ses clients, ses partenaires et les autres parties prenantes sur ses valeurs fondamentales, qui imprègnent sa vision et sa stratégie. Ces valeurs fondamentales sont les suivantes :

- travailler en toute sécurité, penser de façon responsable;
 - agir avec intégrité;
 - prendre des décisions éclairées;
 - obtenir des résultats;
 - investir dans le personnel et favoriser la diversité.
-

Les initiatives sur lesquelles AltaGas se concentre pour faire progresser chaque priorité ESG sont les suivantes :

- la sécurité et la fiabilité;
- l'abordabilité de l'énergie;
- l'évolution de l'énergie;
- la cybersécurité;
- la diversité et l'inclusion;
- la culture;
- les partenariats communautaires;

L'engagement d'AltaGas envers l'ESG signifie maintenir ses valeurs fondamentales et exercer ses activités avec conviction à la poursuite d'une mission partagée; fournir un service sûr et fiable; protéger l'environnement et réduire au minimum son impact, notamment par la réduction active des émissions de GES; investir dans son personnel et la culture; être le partenaire de choix pour les services énergétiques de ses clients; investir dans ses collectivités; établir des relations à long terme avec les peuples autochtones, les collectivités locales, les gouvernements et les organismes de réglementation; exercer un leadership fort et une surveillance rigoureuse avec des rôles, des responsabilités et des obligations de rendre compte clairs; adhérer à de solides pratiques de gestion des risques; et faire preuve de discipline dans le déploiement du capital.

En décembre 2021, AltaGas a publié son rapport ESG de 2021, qui met en évidence son rendement de 2020 par rapport aux indicateurs de rendement ESG importants et qui présente un certain nombre d'objectifs de durabilité dans les domaines fondamentaux du climat, de la diversité et de l'inclusion, et de la sécurité. Ce rapport couvre le rendement ESG consolidé d'AltaGas à l'échelle de l'entreprise (à l'exception de Petrogas, en raison du moment de l'acquisition à la mi-décembre 2020) et présente un aperçu consolidé de plusieurs domaines clés pertinents pour la durabilité à long terme des activités d'AltaGas. Le rapport ESG peut être consulté à l'adresse www.altagas.ca.

Gouvernance

Les politiques et procédures d'AltaGas en matière de gouvernance encadrent et supportent la prise de décisions éclairées. Le conseil d'administration supervise les stratégies, les initiatives, les objectifs et la gestion des risques en matière de responsabilité sociale et d'environnement, et chaque comité permanent du conseil, dans le cadre de son mandat et de son champ de responsabilités fonctionnelles, aide à la définition des stratégies ESG et à la gestion des risques connexes. Pour plus de détails sur le rôle de chaque comité permanent, se reporter à la page 16 du Rapport ESG. Le conseil évalue et mesure également les progrès réalisés en vue de l'exécution de la stratégie, y compris les initiatives ESG, et les risques à court, à moyen et à long terme pour atteindre les objectifs stratégiques.

Politiques

AltaGas s'est doté d'un certain nombre de politiques sur la gestion de l'environnement, la santé, la sécurité et la responsabilité sociale. Plus particulièrement, le code d'éthique commerciale d'AltaGas (le « code d'éthique ») garantit le respect de ses valeurs fondamentales et l'exercice de ses activités de façon sécuritaire, respectueuse et éthique. Le code d'éthique et ses politiques connexes sont approuvés par le conseil. Les administrateurs, dirigeants et employés d'AltaGas, ainsi que ses sous-traitants, consultants et autres représentants, sont tenus d'attester qu'ils ont lu et compris le code d'éthique et ses principales politiques et qu'ils les respecteront au moment où ils se joignent à AltaGas et annuellement par la suite. Le conseil d'administration surveille la conformité avec le code d'éthique et ses principales politiques et procédures connexes et supervise les initiatives de formation mises en œuvre pour soutenir la conformité. La formation comprend des

initiatives précises tout au long de l'année, fondées sur des politiques ou des procédures nouvelles ou mises à jour ou visant à atténuer les risques émergents. La poursuite du télétravail et l'évolution du paysage de la cybersécurité ont donné lieu à une attention accrue sur la formation relative à la cybersécurité en 2021, entre autres à une série de séances obligatoires pour tous les employés. De plus, des modules de formation virtuels portant sur divers sujets font partie du processus annuel d'attestation du code d'éthique. Des facteurs externes et internes imprègnent les modules mis en place, qui sont conçus pour fournir des exemples pratiques et des conseils afin d'assurer une meilleure compréhension du code d'éthique. Les politiques d'AltaGas liées au code d'éthique ont trait, notamment, à ce qui suit :

- la lutte contre les pots-de-vin et la corruption;
- l'alcool et les drogues;
- les conflits d'intérêts;
- la déclaration d'information;
- l'environnement, la santé et la sécurité;
- les droits de la personne;
- la sécurité de l'information;
- le respect de la vie privée;
- le respect en milieu de travail;
- la négociation et la déclaration de titres;
- les médias sociaux et leur utilisation acceptable;
- la dénonciation.

Environnement

Environnement, santé et sécurité

AltaGas se concentre sur l'excellence opérationnelle afin de minimiser les impacts environnementaux tout au long du cycle de vie de ses activités tout en répondant aux besoins énergétiques de ses clients. Le comité sur l'environnement, la santé et la sécurité créé par le conseil d'administration a pour mandat de présenter au conseil ses recommandations concernant la stratégie, la politique, la conformité et les risques en matière d'environnement, de santé et de sécurité (y compris les risques liés aux changements climatiques et les occasions), de suivre ces questions et de surveiller l'application de ses recommandations.

Les politiques ESS d'AltaGas régissent sa volonté de gérer et de minimiser ses incidences sur l'environnement et de favoriser une culture forte et respectueuse de l'environnement. AltaGas met en œuvre des programmes qui protègent l'environnement en repérant et gérant les risques de manière proactive, en ayant recours à une technologie novatrice et en mettant à profit les leçons apprises et les meilleures pratiques pour améliorer son rendement. Le système de gestion ESS d'AltaGas fournit un cadre traçable et transparent qui peut être appliqué de manière cohérente dans toutes ses activités pour favoriser la responsabilité et l'excellence opérationnelle et gérer les risques. Chaque unité d'exploitation est responsable de ses politiques internes et de l'adhésion aux exigences des autorités compétentes propres aux zones d'exploitation.

Pour assurer sa préparation aux situations d'urgence et disposer d'équipes prêtes à réagir rapidement et en toute sécurité, AltaGas a doté chacune de ses installations et tous ses secteurs d'activité de plans d'intervention d'urgence complets. Elle mène régulièrement des simulations, des manœuvres et des exercices d'intervention d'urgence coordonnés avec son système

de commandement des incidents (SCI) impliquant les premiers intervenants. Ces exercices permettent de mieux comprendre les rôles et les responsabilités de chaque partie en cas d'urgence, ce qui se traduit par une intervention plus efficace.

Réglementation sur l'environnement

AltaGas ne peut prédire l'incidence qu'auront les lois et règlements futurs en matière d'environnement sur ses activités. Les lois et règlements actuels en matière d'environnement pourraient être modifiés ou faire l'objet d'une interprétation plus rigoureuse, et de nouvelles lois ou de nouveaux règlements pourraient être adoptés ou s'appliquer à AltaGas, ce qui pourrait se traduire par une hausse des frais de conformité ou par l'imposition de nouvelles restrictions sur ses activités. Dans une telle éventualité, le bénéfice et les activités d'AltaGas pourraient en subir les contrecoups.

Le secteur intermédiaire et le secteur Services publics sont assujettis à une réglementation environnementale prise en applications de lois locales, provinciales, étatiques, territoriales et fédérales. Les lois sur l'environnement restreignent ou interdisent le rejet de diverses substances dans l'air, sur terre et dans l'eau dans l'exercice de certaines activités du secteur intermédiaire et du secteur Services publics. Elles restreignent l'utilisation des terres et de l'eau dans certaines activités. AltaGas, afin d'exercer ses activités, est tenue d'obtenir divers permis, autorisations et inscriptions environnementaux et de s'y conformer. Outre les obligations imposées par les permis, les lois provinciales, étatiques, territoriales et fédérales peuvent exiger que les installations en fin de vie utile soient abandonnées et remises en état à la satisfaction des autorités. Le non-respect des lois environnementales peut entraîner des pénalités civiles ou criminelles, l'obligation de nettoyer la contamination environnementale et des restrictions aux activités futures. Il est possible qu'un resserrement des lois et règlements sur l'environnement et que des réclamations éventuelles pour dommages et des préjudices à la propriété, aux employés, à d'autres personnes et à l'environnement découlant des activités actuelles ou abandonnées entraînent des coûts et obligations considérables à l'avenir. Les risques liés à l'environnement attribuables aux activités d'AltaGas comprennent généralement les émissions atmosphériques, notamment le dioxyde de soufre, les oxydes d'azote, la matière particulaire et les gaz à effet de serre; les répercussions éventuelles sur les terrains; l'utilisation, l'entreposage ou l'émission de produits chimiques ou d'hydrocarbures; la production, la manipulation et le l'élimination de déchets et de déchets dangereux; et les répercussions sur l'eau. AltaGas évalue continuellement son risque environnemental et gère stratégiquement ses responsabilités pour répondre aux exigences des autorités compétentes, tout en réduisant son exposition au risque. AltaGas peut aussi se heurter à l'opposition de certains groupes d'intérêts particuliers, ce qui peut entraîner des retards dans le déroulement des procédures réglementaires, avoir des répercussions sur les échéanciers et augmenter les coûts.

Voir également les rubriques « Facteurs de risque – Réputation », « Facteurs de risque – Réglementation », « Facteurs de risque – Risques liés aux changements climatiques y compris la tarification du carbone », « Facteurs de risque – Modifications des lois » et « Facteurs de risque – Fermeture, abandon et coûts de remise en état » de la présente notice annuelle.

Changements climatiques

L'évolution des lois et des règlements régissant l'émission de GES pourrait imposer de nouvelles obligations à AltaGas, en sus de son obligation d'information et de surveillance applicables à ses activités, notamment : (i) se conformer à des normes d'émission plus rigoureuses visant les moteurs à combustion interne; (ii) prendre des mesures supplémentaires pour maîtriser les fuites dans ses réseaux de transport et de distribution; (iii) mettre à niveau son équipement existant au moyen de dispositifs de contrôles de la pollution ou remplacer l'équipement; ou (iv) réduire ses émissions de GES ou, selon les exigences adoptées, acheter des compensations, des crédits ou des quotas d'émission ou encore payer une taxe sur les

émissions liées à ses activités. Les activités d'AltaGas pourraient aussi être touchées indirectement par les lois et règlements qui s'appliquent à ses clients et à ses fournisseurs si les modifications apportées à ces lois et règlements ont pour effet de réduire la consommation de gaz naturel de ses clients, restreignent les activités de ses fournisseurs ou augmentent le coût des produits et services qu'AltaGas acquiert auprès de ses fournisseurs.

Certains règlements sur les changements climatiques qui s'appliquent spécifiquement aux secteurs d'activité d'AltaGas sont présentés aux rubriques « Activités de la Société – Entreprise de services publics – Incidences des facteurs environnementaux sur l'entreprise de services publics », « Activités de la Société – Entreprise intermédiaire – Incidence des facteurs environnementaux sur l'entreprise intermédiaire » et « Activités de la Société – Secteur Siège social/autres – Incidences des facteurs environnementaux sur le secteur Siège social/autres » dans la présente notice annuelle.

Responsabilité sociale

Groupes autochtones

AltaGas reconnaît qu'il est important d'entretenir des relations de confiance durables et mutuellement avantageuses avec les peuples autochtones. En 2021, AltaGas a adopté une ligne directrice sur l'engagement envers les Autochtones afin de veiller à ce qu'une approche uniforme soit appliquée en ce qui a trait aux pratiques d'engagement, aux domaines d'intérêt pour les avantages économiques et sociaux et à la tenue de registres. Dans le cadre de son engagement, AltaGas peut conclure des ententes avec des peuples autochtones. Ces ententes vont d'accords à court terme permettant aux peuples autochtones d'en apprendre davantage sur les projets d'AltaGas et de participer aux processus réglementaires, jusqu'à des ententes qui définissent la manière dont AltaGas et les collectivités autochtones peuvent collaborer à long terme. Les initiatives à plus long terme d'AltaGas comprennent la formation, l'emploi, la passation de contrats, l'approvisionnement auprès des fournisseurs, la protection de l'environnement et l'investissement dans les collectivités.

Collectivités

AltaGas exerce ses activités dans de nombreux territoires et reconnaît que chaque collectivité a des besoins uniques. Pour répondre aux besoins particuliers de chaque collectivité, AltaGas s'efforce d'établir des relations de collaboration à long terme fondées sur la confiance et la volonté d'écouter, d'apprendre et de s'adapter. L'engagement d'AltaGas envers les collectivités est visible dans le cadre de plusieurs programmes, notamment :

Programme	Description
Investissement dans les collectivités	• Les dons d'entreprise d'AltaGas sont axés sur trois piliers : collectivités saines et sûres, avenir prometteur et champions de l'environnement. • La contribution d'AltaGas a pris la forme de soutien financier direct, de temps de bénévolat et de dons en nature à des organismes de bienfaisance dans les régions où elle exerce des activités. • En 2021, l'objectif était d'aider les collectivités à assurer la sécurité alimentaire. Répondre aux besoins fondamentaux de sécurité alimentaire est une préoccupation commune dans tous les endroits où nous sommes présents, et la demande a augmenté pendant la pandémie.
Programmes d'abordabilité énergétique et programmes d'aide aux clients	• Les entreprises de services publics offrent des programmes d'aide et d'abordabilité en matière d'énergie au moyen de programmes directs et de dons de chaleur.
Perfectionnement de la main-d'œuvre et possibilités d'emploi	• AltaGas s'engage à former et à embaucher des employés localement, ce qui lui permet d'avoir une main-d'œuvre représentative de la diversité des collectivités où elle exerce ses activités. • AltaGas a élaboré et financé des programmes de formation de la main-d'œuvre afin d'offrir aux participants locaux des occasions d'acquérir des compétences dans le secteur de l'énergie.
Programmes de sensibilisation et de sécurité du public	• AltaGas mène régulièrement des simulations, des manœuvres et des exercices d'intervention d'urgence auxquels participent les premiers intervenants afin que la Société et les collectivités puissent collectivement réagir plus efficacement. • Campagnes de sensibilisation, d'éducation et d'information du public concernant la sécurité des pipelines et la prévention des dommages.
Accroître la valeur économique au sein des collectivités locales grâce au développement des affaires et aux possibilités de contrats	• AltaGas intègre des pratiques de diversité des fournisseurs afin d'améliorer les possibilités pour les collectivités locales diversifiées de participer grâce à la fourniture de biens et de services. • Pour élargir la portée des programmes, AltaGas s'associe à des collectivités autochtones, à des organismes externes de diversité des fournisseurs, à des chambres de commerce et à des conseils consultatifs communautaires. AltaGas s'appuie sur ces groupes pour identifier de nouveaux fournisseurs diversifiés et s'approvisionner auprès d'eux, améliorer la visibilité des nouveaux développements dans la base d'approvisionnement et maintenir un réseau solide avec des chefs de file influents du secteur.
Engagement des employés par le bénévolat et les dons	• AltaGas Cares est l'outil qui permet aux employés de soutenir les causes qui leur tiennent à cœur dans leurs collectivités au moyen de dons et de bénévolat. • Dans le cadre d'AltaGas Cares, un jumelage d'une valeur de 250 \$ est disponible pour chaque employé dans le cadre des programmes « Dollars for Dollars » et « Dollars for Doers ».

Main-d'œuvre

Les employés d'AltaGas sont au cœur de la Société et sont essentiels à l'excellence opérationnelle. Partout en Amérique du Nord, la main-d'œuvre diversifiée d'AltaGas, qui compte environ 3 000 employés, est guidée par un ensemble de valeurs fondamentales et une mission commune. Le lien avec cet ensemble de principes communs sous-tend la manière dont AltaGas exerce ses activités et met en œuvre ses priorités stratégiques. Le modèle de culture de haute performance d'AltaGas repose sur le recrutement, le perfectionnement et la rétention de personnes formidables. AltaGas investit dans son personnel par le développement des talents, des initiatives en matière de diversité et d'inclusion et des stratégies d'engagement.

DIVIDENDES

La déclaration des dividendes relève du pouvoir discrétionnaire du conseil d'administration qui passe régulièrement en revue leurs montants en fonction des flux de trésorerie durables et continus après avoir pris en compte le bénéfice net consolidé, le capital d'entretien et de croissance et les obligations de remboursement des dettes d'AltaGas. La Société entend distribuer une partie de ses flux de trésorerie continus sous forme de dividendes mensuels réguliers aux actionnaires.

En 2021, AltaGas a versé des dividendes en espèces sur les actions ordinaires chaque mois. Le 3 décembre 2021, AltaGas a annoncé qu'à compter du 31 mars 2022, des dividendes sur actions ordinaires seront déclarés et versés trimestriellement, plutôt que mensuellement. Les dividendes sur les actions de série A, les actions de série B, les actions de série C, les actions de série E, les actions de série G, les actions de série H et les actions de série K sont versés trimestriellement.

Le versement de dividendes par AltaGas peut être limité par les clauses restrictives des conventions de crédit d'AltaGas, notamment s'il entraîne un défaut ou un cas de défaut ou s'il est raisonnable de croire qu'un tel versement pourrait entraîner un défaut ou un cas de défaut. En cas de liquidation ou de dissolution d'AltaGas, les dividendes seront versés aux actionnaires privilégiés en priorité par rapport aux actionnaires ordinaires.

Le tableau suivant indique les dividendes en espèces versés par AltaGas sur les actions ordinaires et les actions privilégiées au cours des trois derniers exercices, ainsi que les dividendes en espèces versés par Washington Gas sur les actions privilégiées de Washington Gas au cours de la période allant de la clôture de l'acquisition de WGL jusqu'au rachat effectué le 20 décembre 2019.

Sommes en dollars par action	2021	2020	2019
Actions ordinaires	1,082 900	0,963 300	0,960 000
Actions de série A	0,765 000	0,825 000	0,845 000
Actions de série B	0,694 360	0,894 890	1,084 641
Actions de série C ¹⁾	1,322 500	1,322 500	1,322 500
Actions de série E	1,348 252	1,348 252	1,348 252
Actions de série G	1,060 500	1,060 500	1,155 750
Actions de série H	0,794 372	0,994 890	0,296 040
Actions de série I ²⁾	—	1,312 500	1,312 500
Actions de série K	1,250 000	1,250 000	1,250 000
Actions à 4,25 \$ de Washington Gas ¹⁾	—	—	2,125 000
Actions à 4,80 \$ de Washington Gas ¹⁾	—	—	2,400 000
Actions à 5,00 \$ de Washington Gas ¹⁾	—	—	2,500 000

1) En dollars américains. Les actions privilégiées de Washington Gas ont été rachetées le 20 décembre 2019.

2) Les actions de série I ont été rachetées le 31 décembre 2020.

Le 3 décembre 2021, AltaGas a annoncé que son conseil d'administration avait approuvé une augmentation de 6 % de ses dividendes annuels sur les actions ordinaires. Simultanément, AltaGas passe d'un calendrier de paiement mensuel à trimestriel avec des dividendes qui devraient être versés en mars, juin, septembre et décembre de l'année civile 2022 au taux de 0,265 \$ l'action ordinaire (1,06 \$ l'action ordinaire par année). Cette modification s'appliquera au dividende de mars qui sera versé le 31 mars 2022.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Le tableau qui suit présente les cours extrêmes des actions ordinaires négociées à la cote de la TSX sous le symbole ALA (de janvier à décembre 2021) et le volume des opérations sur celles-ci, publiées par la TSX :

Mois	Haut	Bas	Volume des opérations
Janvier	20,21	18,75	13 650 533
Février	20,06	19,21	16 480 155
Mars	21,39	19,26	19 782 128
Avril	22,97	20,92	16 131 623
Mai	24,24	23,19	20 325 718
Juin	26,33	24,07	16 320 422
Juillet	26,54	25,83	11 265 334
Août	26,63	24,89	11 146 512
Septembre	26,20	24,98	13 990 276
Octobre	26,78	24,94	14 147 393
Novembre	25,75	24,30	15 464 598
Décembre	27,31	24,26	26 939 551

Les actions de série A sont négociées à la TSX sous le symbole ALA.PR.A. Le tableau suivant indique la fourchette mensuelle des cours des actions de série A de janvier à décembre 2021 et le volume des opérations sur celles-ci, publiés par la TSX.

Mois	Haut	Bas	Volume des opérations
Janvier	16,32	14,07	812 674
Février	17,50	16,18	257 495
Mars	17,64	17,16	228 058
Avril	18,57	17,19	340 098
Mai	19,20	18,40	91 456
Juin	19,75	19,00	86 243
Juillet	19,40	18,69	84 435
Août	20,14	19,25	144 707
Septembre	20,20	19,60	89 117
Octobre	20,95	20,00	104 063
Novembre	21,35	20,69	84 332
Décembre	20,70	19,48	41 596

Les actions de série B sont négociées à la TSX sous le symbole ALA.PR.B. Le tableau suivant indique la fourchette mensuelle des cours des actions de série B pour la période de janvier à décembre 2021 et le volume des opérations sur celles-ci, publiés par la TSX.

Mois	Haut	Bas	Volume des opérations
Janvier	15,60	13,50	42 900
Février	16,70	15,36	83 945
Mars	16,77	16,26	145 313
Avril	17,65	16,51	20 858
Mai	18,44	17,43	8 165
Juin	19,27	17,53	59 106
Juillet	19,11	18,23	45 918
Août	18,64	18,15	24 600
Septembre	18,85	18,33	22 018
Octobre	19,95	18,90	18 823
Novembre	20,64	19,99	15 443
Décembre	20,05	19,00	43 100

Les actions de série C sont négociées à la TSX sous le symbole ALA.PR.U. Le tableau suivant indique la fourchette mensuelle des cours des actions de série C (en dollars américains) de janvier à décembre 2021 et le volume des opérations sur celles-ci, publiés par la TSX.

Mois	Haut	Bas	Volume des opérations
Janvier	20,61	18,75	89 584
Février	21,00	19,81	129 271
Mars	21,82	20,70	189 650
Avril	22,89	21,40	150 808
Mai	23,60	22,98	156 468
Juin	24,00	23,30	147 659
Juillet	24,38	23,62	132 878
Août	24,80	24,28	437 737
Septembre	24,99	23,92	145 743
Octobre	25,05	24,40	242 336
Novembre	25,00	24,55	110 499
Décembre	24,75	24,35	130 040

Les actions de série E sont négociées à la TSX sous le symbole ALA.PR.E. Le tableau suivant indique la fourchette mensuelle des cours des actions de série E de janvier à décembre 2021 et le volume des opérations sur celles-ci, publiés par la TSX.

Mois	Haut	Bas	Volume des opérations
Janvier	20,92	19,23	317 504
Février	21,73	20,69	360 466
Mars	22,81	21,40	228 290
Avril	23,35	21,88	98 889
Mai	24,39	23,10	273 479
Juin	24,90	24,27	212 775
Juillet	25,11	24,44	404 455
Août	25,19	24,78	383 701
Septembre	25,87	24,96	452 721
Octobre	26,68	25,27	217 345
Novembre	26,60	25,33	158 858
Décembre	25,91	24,60	109 896

Les actions de série G sont négociées à la TSX sous le symbole ALA.PR.G. Le tableau suivant indique la fourchette mensuelle des cours des actions de série G de janvier à décembre 2021 et le volume des opérations sur celles-ci, publiés par la TSX.

Mois	Haut	Bas	Volume des opérations
Janvier	19,74	18,09	502 673
Février	20,25	19,27	100 306
Mars	20,45	19,95	169 111
Avril	21,60	20,30	60 244
Mai	22,96	21,60	140 540
Juin	23,58	22,53	79 533
Juillet	23,39	22,62	93 055
Août	24,03	23,36	93 864
Septembre	24,30	23,90	93 476
Octobre	25,26	24,31	68 237
Novembre	25,12	24,40	310 550
Décembre	24,60	23,59	67 131

Les actions de série H sont négociées à la TSX sous le symbole ALA.PR.H. Le tableau suivant indique la fourchette mensuelle des cours des actions de série H pour la période de janvier à décembre 2021 et le volume des opérations sur celles-ci, publiés par la TSX.

Mois	Haut	Bas	Volume des opérations
Janvier	16,88	14,83	8 194
Février	17,75	16,88	37 772
Mars	17,75	17,50	12 661
Avril	19,00	17,55	28 007
Mai	20,45	19,70	44 192
Juin	22,06	20,45	15 802
Juillet	22,06	20,00	12 547
Août	21,80	20,00	60 400
Septembre	22,14	21,80	86 900
Octobre	23,96	22,90	20 133
Novembre	24,00	23,00	30 200
Décembre	23,00	23,00	23 000

Les actions de série K sont négociées à la TSX sous le symbole ALA.PR.K. Le tableau suivant indique la fourchette mensuelle des cours des actions de série K pour la période de janvier à décembre 2021 et le volume des opérations sur celles-ci, publiés par la TSX.

Mois	Haut	Bas	Volume des opérations
Janvier	24,60	24,60	244 184
Février	24,95	24,95	150 021
Mars	24,96	24,96	196 969
Avril	25,13	25,13	105 050
Mai	25,30	25,30	257 979
Juin	25,23	25,23	172 404
Juillet	25,25	25,25	143 552
Août	25,25	25,25	192 318
Septembre	25,09	25,09	153 637
Octobre	25,33	25,33	160 163
Novembre	25,00	25,00	76 115
Décembre	25,33	25,00	89 944

Le 31 décembre 2020, AltaGas a racheté la totalité de ses actions privilégiées de série I en circulation. Le 16 janvier 2022, AltaGas a annoncé son intention de racheter la totalité de ses actions privilégiées de série K en circulation le 31 mars 2022 à un prix de rachat correspondant à 25,00 \$ l'action de série K.

NOTES DE CRÉDIT

Les notes de crédit visent à fournir aux investisseurs une évaluation indépendante de la qualité du crédit d'une émission de titres et donnent une indication de la probabilité de paiement d'une société et de sa capacité et volonté à s'acquitter de ses engagements financiers conformément aux conditions d'une obligation. L'information à propos des notes attribuées à AltaGas se rapporte aux coûts de financement, à la liquidité et aux activités d'AltaGas. Certains facteurs peuvent avoir une incidence sur la disponibilité des options de financement, notamment le contexte et les perspectives des marchés financiers mondiaux, ainsi que le rendement financier d'AltaGas. Les notes et la perspective, établies par des agences de notation comme S&P, Fitch et Moody's, ont une incidence sur l'accès d'AltaGas aux marchés financiers à des taux concurrentiels et une baisse de la note qui lui est attribuée pourrait nuire à ses coûts de financement et à ses émissions futures de titres de créance.

S&P, Fitch et Moody's sont des agences de notation qui attribuent des notes à la qualité du crédit. Les notes que S&P et Fitch attribuent aux titres de créance vont de AAA, la note la plus élevée, à D, la note la plus basse. Les notes que Moody's attribue aux titres de créance vont de AAA, la note la plus élevée, à C, la note la plus basse. S&P et Fitch donnent également des notes aux actions privilégiées. La note attribuée par S&P aux actions privilégiées va de P-1, la note la plus élevée, à D, la note la plus basse. La note accordée par Fitch aux actions privilégiées va de AAA, la note la plus élevée, à D, la note la plus basse.

Le tableau qui suit présente les dernières notes de crédit attribuées à AltaGas et à ses filiales :

Entité	Agence de notation	Titres de créance notés	Dernière note	Commentaires
AltaGas	Standard & Poor's (S&P)	Note d'émetteur	BBB-	Dernière révision le 20 décembre 2021.
		Non garantis de premier rang	BBB-	Dernière révision le 20 décembre 2021.
		Actions privilégiées et titres subordonnés de rang inférieur	P-3 / BB	Dernière révision le 20 décembre 2021, titres subordonnés de rang inférieur ajoutés le 5 janvier 2022.
	Fitch Ratings (Fitch)	Note d'émetteur	BBB	Note confirmée le 31 mars 2021.
		Actions privilégiées et titres subordonnés de rang inférieur	BB+	Note confirmée le 31 mars 2021, titres subordonnés de rang inférieur ajoutés le 5 janvier 2022.
Washington Gas	S&P	Note d'émetteur et titres de créance non garantis	A-	Dernière révision le 20 décembre 2021.
		Papier commercial	A-2	Dernière révision le 20 décembre 2021.
	Fitch	Note d'émetteur	A-	Note confirmée le 3 avril 2020.
WGL	S&P	Note d'émetteur	BBB-	Dernière révision le 20 décembre 2021.
		Non garantis de premier rang	BB+	Dernière révision le 20 décembre 2021.
		Papier commercial	A-3	Dernière révision le 20 décembre 2021.
	Fitch	Note d'émetteur	BBB	Note confirmée le 3 avril 2020.
SEMCO	Moody's	Note d'émetteur à long terme	A3	Note portée à la hausse de Baa1 à A3 le 22 janvier 2021 avec perspective stable.
		Billets garantis de premier rang	A1	Note portée à la hausse de A2 à A1 le 22 janvier 2021 avec perspective stable.
	S&P	Note d'émetteur à long terme	BBB	Dernière révision le 21 mai 2021.
		Billets garantis de premier rang	A-	Dernière révision le 21 mai 2021.

Selon l'échelle de notation de S&P, un débiteur noté BBB est raisonnablement susceptible de respecter ses engagements financiers. Toutefois, des revirements négatifs de conjoncture ou de situation sont davantage susceptibles d'affaiblir la capacité du débiteur de respecter ses engagements financiers. Les notes AA à CCC peuvent être modifiées par l'ajout du signe plus (+) ou moins (-) qui indique la position relative au sein des catégories principales de notes.

Selon le système de notation de Fitch, les notes BBB indiquent que les attentes à l'égard du risque de défaillance sont actuellement faibles. La capacité de règlement des engagements financiers est considérée comme adéquate, mais les conditions économiques ou commerciales défavorables sont plus susceptibles de nuire à cette capacité.

Selon l'échelle de notation de Moody's, la note A3 indique que le risque de crédit est faible. Les obligations notées A3 sont considérées comme de qualité moyenne supérieure.

La note P-3 de S&P est la troisième plus élevée des huit catégories de notes attribuées par S&P selon son échelle de notation canadienne des actions privilégiées. La note P-3 correspond directement à la note BB selon son échelle de notation mondiale des actions privilégiées. L'échelle de notation canadienne des actions privilégiées est entièrement liée à l'échelle de notation mondiale des actions privilégiées et il n'existe pas d'autre critère analytique pour l'établissement des notes selon l'échelle de notation canadienne des actions privilégiées. Selon le système d'évaluation de S&P, même si les titres ayant reçu la note P-3 sont considérés comme ayant des caractéristiques spéculatives importantes, ils sont moins vulnérables au défaut de paiement que d'autres titres spéculatifs. Cependant, ils sont soumis à d'importantes incertitudes ou à une exposition à une conjoncture commerciale, financière ou économique défavorable qui pourraient faire en sorte que le débiteur ne soit pas en mesure de respecter ses engagements financiers à leur égard. Les désignations « haut » ou « bas » sont utilisées pour indiquer la position relative des notes allant de P-1 à P-5 au sein d'une catégorie principale de notes.

La note « BB » de Fitch indique une grande vulnérabilité au risque de défaut de paiement, en particulier lorsque des changements défavorables surviennent aux conditions commerciales ou économiques au fil du temps; cependant, il existe une certaine marge de manœuvre sur les plans commercial ou financier qui permet l'exécution des engagements financiers.

La note P-2 de Moody's est la deuxième plus élevée des quatre catégories de notes attribuées par Moody's selon son échelle de notation mondiale à court terme. Selon les définitions des notes de Moody's, les émetteurs qui ont obtenu la note P-2 ont une forte capacité à rembourser leurs dettes à court terme. Les notes P-2 correspondent généralement aux notes A2 à Baa2 selon l'échelle de notation à long terme.

Les notes que les agences de notation attribuent aux titres ne constituent pas des recommandations d'acheter, de conserver ou de vendre des titres dans la mesure où ces notes ne se prononcent pas sur leur cours ou leur pertinence pour un investisseur donné. Rien ne garantit qu'une note demeurera en vigueur pendant une période donnée ni que l'agence de notation ne la révisera ou ne la retirera pas si elle juge que les circonstances le justifient.

À l'exception de ce qui est indiqué ci-dessus, aucune de S&P, Fitch et Moody's n'ont annoncé qu'elles révisaient les notes d'AltaGas ni qu'elles avaient l'intention de les réviser ou de les retirer.

AltaGas verse une rétribution annuelle à S&P, à Fitch et à Moody's pour leurs services de notation. AltaGas a versé à chacune d'elles leur rémunération respective pour l'attribution des notes indiquées ci-dessus. Au cours des deux dernières années, en plus de la rémunération susmentionnée, AltaGas a versé à S&P, à Fitch et à Moody's une rémunération pour certains autres services rendus à la Société.

CONTRATS IMPORTANTS

À l'exception des contrats conclus dans le cours normal des activités, les seuls contrats importants qu'AltaGas a conclus au cours du dernier exercice, ou qu'elle a conclus avant celui-ci mais qui sont toujours importants et en vigueur, sont les suivants :

- L'acte de fiducie intervenu entre AltaGas et Société de fiducie Computershare du Canada en date du 1^{er} juillet 2010, dans sa version complétée, et relatif à l'émission et à la vente de BMT dans le cadre du programme de billets à moyen terme d'AltaGas.
- L'acte de fiducie intervenu entre AltaGas et Société de fiducie Computershare du Canada en date du 26 septembre 2017, dans sa version complétée, et relatif à l'émission et à la vente de BMT dans le cadre du programme de billets à moyen terme d'AltaGas;
- La lettre d'entente intervenue le 15 octobre 2020 entre AIJVL, SAM et Petrogas relativement à l'acquisition par AltaGas de la participation d'environ 37 % de SAM dans Petrogas;
- La convention de crédit modifiée et mise à jour datée du 4 mai 2021 intervenue entre AltaGas Ltd., AltaGas Services (U.S.) Inc., Banque Royale du Canada à titre de mandataire et certaines institutions financières à titre de prêteurs.

Un exemplaire de chacun de ces documents a été déposé sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

AltaGas n'a connaissance d'aucun intérêt important, direct ou indirect, d'un administrateur ou d'un dirigeant d'AltaGas, d'un administrateur ou d'un dirigeant d'une société qui est un initié ou une filiale d'AltaGas, ou d'un autre initié d'AltaGas, d'une personne qui a des liens avec une telle personne ou qui est membre de son groupe, dans une opération réalisée depuis le début des trois derniers exercices financiers clos d'AltaGas, ou dans une opération proposée, qui a eu ou qui peut avoir une incidence importante sur AltaGas ou l'une ou l'autre de ses filiales.

POURSUITES

AltaGas n'a connaissance d'aucune poursuite importante contre elle ou les membres de son groupe ou qui mettrait en cause leurs biens durant le dernier exercice d'AltaGas. Elle n'a connaissance d'aucune poursuite importante qui serait envisagée. Voir « Facteurs de risque – Litiges ».

APPLICATION DE LA LOI

AltaGas n'a connaissance : (i) d'aucune pénalité ou sanction qui lui aurait été imposée par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières au cours de son dernier exercice; ni (ii) d'aucune autre pénalité ou sanction qui lui aurait été imposée par un tribunal ou un organisme de réglementation et qui serait susceptible d'être considérée comme importante par un investisseur raisonnable pour la prise d'une décision de placement. Pendant son dernier exercice, AltaGas n'a conclu aucun règlement amiable, devant un tribunal, se rapportant à la législation en valeurs mobilières ou avec une autorité en valeurs mobilières.

INTÉRÊTS DES EXPERTS

L'auditeur de la Société est le cabinet de comptables agréés Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., 2200 – 215 2nd Street SW, Calgary (Alberta) T2P 1M4. Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. sont indépendants au sens du code de déontologie des Chartered Professional Accountants of Alberta.

INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE

D'autres renseignements, y compris l'information sur la rémunération des dirigeants et des administrateurs et les prêts qui leur ont été consentis, les principaux porteurs des titres d'AltaGas, les options d'achat d'actions, de même que la participation des initiés dans des opérations importantes, le cas échéant, sont présentés dans la circulaire de sollicitation de procurations d'AltaGas relative à la dernière assemblée annuelle de ses actionnaires à laquelle des administrateurs ont été élus.

De l'information financière supplémentaire figure dans les états financiers consolidés audités d'AltaGas au 31 décembre 2021 et pour l'exercice clos à cette date et dans le rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

La Société dépose régulièrement tous les documents requis sur SEDAR et sur son site Web. Les utilisateurs d'Internet peuvent obtenir ces documents sur le site Web de SEDAR à www.sedar.com. Le site Web d'AltaGas se trouve au www.altagas.ca, mais ce site Web n'est pas intégré par renvoi dans la présente notice annuelle.

AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES

L'agent chargé de la tenue des registres et agent des transferts des actions ordinaires et des actions privilégiées est Services aux investisseurs Computershare Inc., Home Oil Tower 800, 324-8th Avenue SW, Calgary (Alberta) T2P 2Z2, tél. : 1-800-564-6253.

L'agent chargé de la tenue des registres et fiduciaire des BMT d'AltaGas est Société de fiducie Computershare du Canada, Home Oil Tower 800, 324-8th Avenue SW, Calgary (Alberta) T2P 2Z2, tél. : 1-800-564-6253.

CONVERSION MÉTRIQUE

Le tableau suivant donne certains facteurs de conversion courants entre les unités de mesure anglo-saxonnes et le système international d'unités (ou unités métriques).

Pour convertir	en	multiplier par	Pour convertir	en	multiplier par
kpi ³	mètres cubes	28,174	pieds	mètres	0,305
mètres cubes	pieds cubes	35,494	mètres	pieds	3,281
b	mètres cubes	0,159	milles	km	1,609
mètres cubes	b	6,29	km	milles	0,621
tonnes	tonnes anglaises	0,98	gigajoules	kpi ³	0,9482
tonnes métriques	b (propane)	12,40	tonnes métriques	b (butane)	10,90

GLOSSAIRE

Sauf indication contraire du contexte, les définitions ci-après s'appliquent à la notice annuelle, et les termes « convention » et « contrat », au singulier ou au pluriel, désignent les conventions et les contrats modifiés, complétés ou mis à jour en vigueur en date des présentes.

« **accords déclaratoires** » Les accords de déclaration, de gestion et de traitement concernant Harmattan.

« **ACI** » AltaGas Canada Inc., qui a changé sa dénomination pour TriSummit Utilities Inc.

« **acquisition de Petrogas** » L'acquisition par AltaGas d'une participation majoritaire dans Petrogas le 15 décembre 2020.

« **acquisition de WGL** » L'acquisition par AltaGas, indirectement par l'entremise de Wrangler, de WGL au moyen de la fusion de Wrangler avec WGL aux termes de la convention de fusion, dont la clôture a eu lieu le 6 juillet 2018.

« **actionnaires** » Les porteurs d'actions ordinaires.

« **actions à 4,25 \$ de Washington Gas** » Les actions privilégiées à dividende cumulatif de série 4,25 \$ US de Washington Gas rachetées par Washington Gas le 20 décembre 2019.

« **actions à 4,80 \$ de Washington Gas** » Les actions privilégiées à dividende cumulatif de série 4,80 \$ US de Washington Gas rachetées par Washington Gas le 20 décembre 2019.

« **actions à 5,00 \$ de Washington Gas** » Les actions privilégiées à dividende cumulatif de série 5,00 \$ US de Washington Gas rachetées par Washington Gas le 20 décembre 2019.

« **actions de série A** » Les actions privilégiées à taux fixe rajusté tous les cinq ans et à dividende cumulatif rachetables, série A d'AltaGas.

« **actions de série B** » Les actions privilégiées à taux variable et à dividende cumulatif rachetables, série B d'AltaGas.

« **actions de série C** » Les actions privilégiées à taux fixe rajusté tous les cinq ans et à dividende cumulatif rachetables, série C d'AltaGas (dollars américains).

« **actions de série E** » Les actions privilégiées à taux fixe rajusté tous les cinq ans et à dividende cumulatif rachetables, série E d'AltaGas.

« **actions de série G** » Les actions privilégiées à taux fixe rajusté tous les cinq ans et à dividende cumulatif rachetables, série G d'AltaGas.

« **actions de série H** » Les actions privilégiées à taux variable et à dividende cumulatif rachetables, série H d'AltaGas.

« **actions de série I** » Les actions privilégiées à taux fixe minimum rajusté tous les cinq ans et à dividende cumulatif rachetables, série I, d'AltaGas, qui ont été rachetées par AltaGas le 31 décembre 2020.

« **actions de série K** » Les actions privilégiées à taux fixe minimum rajusté tous les cinq ans et à dividende cumulatif rachetables, série K, d'AltaGas, qui doivent être rachetées par AltaGas le 31 mars 2022.

« **actions ordinaires** » Les actions ordinaires d'AltaGas Ltd.

« **actions privilégiées** » Les catégories d'actions privilégiées d'AltaGas Ltd., notamment les actions de série A, les actions de série B, les actions de série C, les actions de série E, les actions de série G, les actions de série H, les actions de série I, les actions de série K et les billets subordonnés à taux fixe-fixe, série 1.

« **actions privilégiées de Washington Gas** » Les actions privilégiées de Washington Gas en tant que catégorie, notamment les actions à 4,25 \$ de Washington Gas, les actions à 4,80 \$ de Washington Gas et les actions à 5,00 \$ de Washington Gas.

« **AER** » L'Alberta Energy Regulator.

« **AESO** » L'Alberta Electric System Operator.

« **AIJVLP** » La coentreprise AltaGas Idemitsu Joint Venture Limited Partnership.

« **AltaGas** » ou « **Société** » AltaGas Ltd., à laquelle est assimilé son groupe de sociétés si le contexte l'exige.

« **ARB** » L'Air Resources Board de la Californie.

« **ASC** » L'Alberta Securities Commission.

« **avis d'option de vente** » L'avis remis par SAM à AIJVLP indiquant l'exercice par SAM de son option de vendre sa participation d'environ un tiers dans Petrogas.

« **b** » Baril d'éthane ou d'autres LGN en réservoirs de stockage, le volume de LGN étant exprimé en barils de 42 gallons américains ou de 34,972 gallons impériaux.

« **b/j** » Barils par jour.

« **billets subordonnés à taux fixe-fixe, série 1** » Les billets subordonnés à taux fixe-fixe de 5,25 %, série 1 d'AltaGas.

« **Birchcliff** » Birchcliff Energy Ltd.

« **Black Swan** » Black Swan Energy Ltd.

« **Blythe** » Blythe Energy Inc.

« **BMT** » Les billets à moyen terme émis en vertu de l'acte de fiducie modifié intervenu le 1^{er} juillet 2010 entre AltaGas et Société de fiducie Computershare du Canada, dans sa version éventuellement modifiée ou complétée, ou en vertu de l'acte de fiducie intervenu le 26 septembre 2017 entre AltaGas et Société de fiducie Computershare du Canada, dans sa version éventuellement modifiée ou complétée, selon le cas.

« **Brush II** » La centrale de 70 MW alimentée au gaz située au Colorado, dont AltaGas Brush Energy Inc., filiale indirecte en propriété exclusive d'AltaGas, est propriétaire et dont la vente est en cours.

« **BSOC** » Le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

« **C.-B.** » La province de la Colombie-Britannique au Canada.

« **CAE** » Le contrat d'achat d'électricité.

« **CAISO** » California Independent System Operator.

« **CARES Act** » La *Coronavirus Aid, Relief, and Economic Security Act*.

« **CCEMA** » La *Climate Change and Emissions Management Act.*, S.A. 2003, C-16.7, dans sa version éventuellement modifiée, y compris ses règlements d'application.

« **CCIR** » Le *Carbon Competitiveness Incentive Regulation*, A.R. 255/2017, pris en application de la CCEMA, dans sa version éventuellement modifiée.

« **Central Penn** » Le gazoduc Central Penn, d'une longueur de 185 milles, qui relie les comtés de Susquehanna et de Lancaster, en Pennsylvanie.

« **centrales hydroélectriques du Nord-Ouest** » Les trois centrales hydroélectriques au fil de l'eau du nord ouest de la Colombie-Britannique appartenant auparavant à la Société.

« **centre énergétique Blythe** » L'installation de production alimentée au gaz d'une puissance de 507 MW, située près de Blythe, en Californie, et les lignes de transport accessoires de 67 milles appartenant à Blythe, filiale indirecte en propriété exclusive d'AltaGas.

« **CFIUS** » Le Committee on Foreign Investment in the United States.

« **CINGSA** » Cook Inlet Natural Gas Storage Alaska, LLC.

« **CN** » La Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada.

« **CO₂** » Dioxyde de carbone.

« **comité ESS** » Le comité de l'environnement, de la santé et de la sécurité du conseil d'administration.

« **complexe Townsend** » L'installation de traitement du gaz de 550 m³/j, y compris le traitement des coupes peu profondes et des coupes à grande profondeur.

« **conseil d'administration** » Le conseil d'administration d'AltaGas, tel qu'il est constitué de temps à autre.

« **Constitution** » Constitution Pipeline Company, LLC, entité formée pour créer un gazoduc transportant du gaz naturel de la région de Marcellus dans le nord de la Pennsylvanie jusqu'à des marchés du nord-est.

« **convention de fusion** » La convention et plan de fusion intervenue en date du 25 janvier 2017 entre AltaGas, Wrangler et WGL.

« **COVID-19** » La nouvelle maladie à coronavirus 2019.

« **CRLEE** » Les contrats de rendement liés aux économies d'énergie.

« **décatherme (dth)** » Dix unités thermales.

« **degré-jour** » Nombre de degrés de la température quotidienne moyenne inférieur à 65 degrés Fahrenheit pour SEMCO Gas, ENSTAR et Washington Gas de sorte qu'un degré de différence correspond à un degré-jour.

« **DOEE** » Le Department of Energy and Environment.

« **dollar américain** » ou « **\$ US** » Le dollar des États-Unis.

« **EAE** » Entente d'achat d'énergie.

« **Enerchem** » Enerchem International Inc., filiale en propriété exclusive de Petrogas.

« **ENSTAR** » L'entreprise de distribution de gaz naturel dirigée par SEMCO Energy en Alaska sous la dénomination « ENSTAR Natural Gas Company ».

« **entités isolées** » Washington Gas et SPE.

« **entités non isolées** » AltaGas et les membres de son groupe autres que Washington Gas et SPE.

« **EQM** » EQM Gathering Opco, LLC.

« **EQT** » EQT Midstream Partners, LP.

« **équivalent-CO₂** » Équivalent en dioxyde de carbone.

« **ESG** » L'environnement, la responsabilité sociale et la gouvernance.

« **États Unis** » ou « **É.-U.** » Les États-Unis d'Amérique.

« **FERC** » La Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis.

« **Fitch** » Fitch Ratings Inc.

« **fonds ARPA** » Les fonds de l'*American Rescue Plan Act*.

« **g** » Gramme.

« **gazoduc de jonction Marquette** » Le gazoduc récemment achevé, dont SEMCO Gas est le propriétaire exploitant et qui relie le réseau de transport gazier Great Lakes au gazoduc de Northern Natural Gas à Marquette, dans le Michigan.

« **GES** » Les gaz à effet de serre.

« **GNL** » Gaz naturel liquéfié.

« **Gpi³** » Un milliard de pi³ ou 1 000 000 de kpi³ de gaz naturel.

« **Gpi³/j** » Gpi³ par jour.

« **GPL** » Gaz de pétrole liquéfié.

« **GRE** » La gestion des risques d'entreprise.

« **GSA** » Organismes appelés Groundwater Sustainability Agencies.

« **Hampshire** » ou « **Hampshire Gas** » Hampshire Gas Company, filiale de WGL qui fournit à Washington Gas des services de stockage de gaz naturel interétatiques réglementés selon un tarif pour services de stockage interétatiques approuvé par la FERC.

« **Harmattan** » Les installations de traitement de gaz et d'extraction d'Harmattan et les installations connexes, qui appartiennent à Harmattan Gas Processing Limited Partnership, filiale indirecte en propriété exclusive d'AltaGas.

« **Idemitsu** » Idemitsu Kosan Co., Ltd.

« **installation de Blair Creek** » L'installation de traitement de Blair Creek située à environ 140 km au nord-ouest de Fort St. John, en Colombie-Britannique, dont AltaGas Northwest Processing Limited Partnership, filiale indirecte en propriété exclusive d'AltaGas, est propriétaire.

« **installation de Gordondale** » L'installation de traitement du gaz de Gordondale située dans la région de Gordondale de la zone de réserve Montney, à environ 100 km au nord-ouest de Grande Prairie, en Alberta, qui appartient à AltaGas Northwest Processing Limited Partnership, filiale indirecte en propriété exclusive d'AltaGas.

« **installation de North Pine** » L'installation de séparation des LGN située environ 40 km au nord-ouest de Fort St. John, en Colombie-Britannique.

« **installation de stockage de CINGSA** » L'installation de stockage sur place dans la région de Cook Inlet en Alaska et dont CINGSA est propriétaire exploitant.

« **IPC** » L'indice des prix à la consommation.

« **Kelt** » Kelt Exploration (LNG) Ltd.

« **km** » Kilomètre.

« **kpi³** » 1 000 pieds cubes de gaz naturel à des conditions normales de mesure.

« **kpi³/j** » 1 000 pieds cubes par jour.

« **kWh** » Kilowattheure.

« **LACC** » La *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies*, L.R.C. 1985, ch. C-36, dans sa version éventuellement modifiée, y compris ses règlements d'application.

« **LCSA** » La *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, L.R.C. 1985, ch. C-44, dans sa version éventuellement modifiée, y compris ses règlements d'application.

« **LGN** » Les liquides de gaz naturel, composés principalement de propane, de butane et de condensats.

« **Loi Sarbanes-Oxley** » La *Sarbanes-Oxley Act of 2002*.

« **MD OPC** » Le Maryland Office of People's Counsel.

« **MDth** » Un million de décathermes.

« **Moody's** » Moody's Investor Service.

« **Mountain Valley** » ou « **MVP** » Le gazoduc Mountain Valley, un investissement en actions de Washington Gas Resources.

« **Mpi³** » 1 000 000 de pieds cubes de gaz naturel à des conditions normales de mesure.

« **Mpi³/j** » 1 000 000 de pieds cubes par jour.

« **MPSC** » La Michigan Public Service Commission.

« **MTF** » La méthode de taux de formule.

« **MW** » Mégawatt ou 1 000 000 de watts. Le watt est l'unité de base de la puissance électrique.

« **MWh** » Mégawatt-heure ou 1 000 000 de watts-heures. Le watt-heure correspond à un watt de débit d'électricité constant pendant une heure.

« **NAESB** » Le North American Energy Standards Board.

« **NGQSS** » Les normes de qualité de service du gaz naturel.

« **NGTL** » NOVA Gas Transmission Ltd.

« **notice annuelle** » La présente notice annuelle.

« **Nova Chemicals** » NOVA Chemicals Corporation.

« **NOx** » Oxydes d'azote.

« **NTSB** » Le National Transportation Safety Board.

« **O₂** » Oxygène.

« **oléoducs North Pine** » Les deux pipelines d'approvisionnement en LGN de huit pouces de diamètre, chacun d'environ 40 km de long, qui vont du terminal routier existant de la route de l'Alaska à l'installation de North Pine.

« **option de vente** » L'option de SAM de vendre sa participation d'environ un tiers dans Petrogas.

« **options d'achat d'actions** » Les options d'achat d'actions ordinaires attribuées aux termes du régime d'options d'achat d'actions d'AltaGas.

« **PAFI** » Le programme d'amélioration de la fiabilité de l'infrastructure.

« **PEEP** » L'usine d'extraction Pembina Empress et les installations connexes.

« **Pembina** » Pembina Infrastructure and Logistics LP.

« **Petrogas** » Petrogas Energy Corp., société intermédiaire intégrée nord-américaine dans laquelle AltaGas a acquis, le 15 décembre 2020, une participation majoritaire.

« **PGA** » Le plan de gestion des arriérés.

« **Pomona** » La centrale de 44,5 MW alimentée au gaz située à Pomona, en Californie, qui a été vendue en 2020.

« **Pool** » Le plan exploité par l'AESO visant : (i) l'échange d'électricité et (ii) le règlement financier de l'échange d'électricité.

« **PRC** » Le programme de remplacement de conduites.

« **PROJECTpipes** » Le programme accéléré de remplacement de conduites sur 40 ans de Washington Gas, lancé en 2014 dans le district de Columbia et destiné à accroître la sécurité et la fiabilité de ses systèmes.

« **PRPA** » L'administration portuaire de Prince Rupert.

« **PSC du DC** » La Public Service Commission du district de Columbia.

« **PSC du Maryland** » La Public Service Commission du Maryland.

« **PULJ** » Public Utility Law Judge.

« **RCA** » La Regulatory Commission of Alaska.

« **RCP** » Rendement des capitaux propres.

« **RDE** » La réduction des déchets énergétiques.

« **régime de réinvestissement** » Le régime de réinvestissement des dividendes et d'achat en espèces facultatif Premium Dividend^{MC} de la Société.

« **RELIEF Act** » La *Recovery for the Economy, Livelihoods, Industries, Entrepreneurs and Families Act*.

« **RIPET** » Le terminal d'exportation de propane de Ridley Island, construit par Ridley Island LPG Export Limited Partnership, filiale d'AltaGas, capable d'expédier jusqu'à 1,2 million de tonnes de propane par année et devant être construit sur un terrain loué par Ridley Terminals Inc. à la PRPA sur Ridley Island, près de Prince Rupert, en Colombie-Britannique.

« **Ripon** » La centrale de 49,5 MW alimentée au gaz située à Ripon, en Californie, qui a été vendue en 2020.

« **Royal Vopak** » Koninklijke Vopak N.V., société ouverte constituée sous le régime des lois des Pays-Bas.

« **RTI** » Ridley Terminals Inc.

« **S&P** » Standard & Poor's Rating Services et ses successeurs.

« **SAM** » Sam Holdings Ltd.

« **SAVE** » Le Steps to Advance Virginia's Energy Plan.

« **SCC de Virginie** » La Commonwealth of Virginia State Corporation Commission.

« **SCE** » Southern California Edison Company.

« **SEDAR** » Le système électronique de données, d'analyse et de recherche, à l'adresse www.sedar.com.

« **SEMCO Energy** » SEMCO Energy, Inc.

« **SEMCO Gas** » Les activités de distribution de gaz naturel au Michigan menées par SEMCO Energy au Michigan sous le nom SEMCO Energy Gas Company.

« **SGMA** » La *Sustainable Groundwater Management Act*.

« **Shell Energy** » Shell Energy North America (US), LP.

« **SPE** » Wrangler SPE LLC, filiale ad hoc en propriété exclusive de WGL, constituée pour être hors d'atteinte en cas de faillite.

« **STRIDE** » Le Strategic Infrastructure Development Enhancement Plan.

« **système de gestion ESS** » Le système de gestion de l'environnement, de la santé et de la sécurité d'AltaGas.

« **système Stonewall** » Le système de collecte de gaz Stonewall.

« **TCJA** » La *Tax Cuts and Jobs Act of 2017*.

« **terminal de Ferndale** » L'usine de stockage, de distribution et d'exportation visant l'expédition en vrac de propane et de butane située sur la côte ouest près de Ferndale, Washington, et appartenant à une filiale de Petrogas.

« **TGTG** » Les très grands transporteurs de gaz.

« **TIER** » Le Technology Innovation and Emissions Reduction.

« **Tourmaline** » Tourmaline Oil Corp.

« **Townsend 2B** » L'installation de traitement de gaz de coupe à grande profondeur C3+ de 198 Mpi³/j, située sur le complexe existant de Townsend.

« **Transco** » Transcontinental Gas Pipeline Company LLC.

« **TSX** » La Bourse de Toronto.

« **UEEE** » L'usine d'extraction d'éthane d'Edmonton et les installations connexes. La participation d'AltaGas appartient à AltaGas Extraction and Transmission Limited Partnership, sa filiale indirecte en propriété exclusive.

« **UEEJ** » L'usine d'extraction d'éthane de Joffre et les installations connexes.

« **UGS** » Usine de gaz synthétique.

« **USEPA** » L'Environmental Protection Agency des États-Unis.

« **Vopak** » Vopak Development Canada Inc., filiale en propriété exclusive de Royal Vopak.

« **Washington Gas Resources** » Washington Gas Resources Corporation, filiale de WGL qui est propriétaire de la majorité des filiales qui n'offrent pas de services publics.

« **Washington Gas** » Washington Gas Light Company, filiale de WGL qui vend et achemine du gaz naturel principalement à des clients de détail dans le district de Columbia, au Maryland et en Virginie conformément aux tarifs approuvés par la PSC du DC, la PSC du Maryland et la SCC de Virginie.

« **WGL Energy Services** » WGL Energy Services, Inc. (auparavant Washington Gas Energy Services, Inc.), filiale de Washington Gas Resources qui vend du gaz naturel et de l'électricité à des clients de détail de façon non réglementée.

« **WGL Energy Systems** » WGL Energy Systems, Inc. (auparavant Washington Gas Energy Systems, Inc.), filiale de Washington Gas Resources qui fournit des solutions d'énergie commerciale efficaces et durables au gouvernement et à des clients commerciaux.

« **WGL Midstream** » WGL Midstream, Inc., ancienne filiale de Washington Gas Resources qui, avant la fusion et la vente de la majorité de ses actifs le 23 avril 2021, s'est engagée dans l'acquisition et l'optimisation des installations de stockage et de transport du gaz naturel.

« **WGL** » WGL Holdings, Inc., filiale indirecte d'AltaGas.

« **WGSW** » WGSW, Inc., filiale de Washington Gas Resources qui a été constituée pour investir dans certains projets d'énergie renouvelable.

« **Wrangler** » Wrangler Inc., société de la Virginie et filiale en propriété exclusive indirecte d'AltaGas.

« **Younger** » L'usine d'extraction Younger et les installations connexes. La participation d'AltaGas appartient à AltaGas Extraction and Transmission Limited Partnership, sa filiale indirecte en propriété exclusive.

ANNEXE A : RÈGLES DU COMITÉ D'AUDIT

I. OBJECTIF

Le conseil d'administration (le « conseil ») d'AltaGas Ltd. (« AltaGas » ou la « Société ») a mis sur pied un comité d'audit (le « comité »). Le comité s'acquitte des tâches que le conseil lui délègue afin de l'aider à remplir son rôle de supervision de la communication de l'information financière. Ce rôle de supervision comprend l'examen de la qualité et de l'intégrité des états financiers de la Société, de la communication de l'information financière et des contrôles internes régissant la communication de l'information financière; l'examen des compétences, de l'indépendance et du rendement des auditeurs externes et internes; l'évaluation des risques de la Société liés à la présentation de l'information financière et d'autres risques d'entreprise.

II. COMPOSITION

Le conseil élit parmi ses membres au moins trois (3) administrateurs devant siéger au comité (les « membres ») et nomme un des membres président du comité.

Chaque membre doit :

- d'une part, être indépendant conformément au *Règlement 52-110 sur le comité d'audit* des Autorités canadiennes en valeurs mobilières (le « Règlement 52-110 ») et conformément aux règles de la SEC si AltaGas est, à ce moment, un émetteur inscrit auprès de la SEC;
- d'autre part, posséder des compétences financières conformément au Règlement 52-110.

Tant que la Société possède une catégorie de titres inscrits en vertu de l'article 12 de la loi des États-Unis intitulée Securities Exchange Act of 1934 (la « Loi de 1934 ») ou qu'elle est tenue de déposer les rapports exigés par le paragraphe 15(d) de la Loi de 1934 (un « émetteur inscrit auprès de la SEC »), au moins un membre doit être un « expert financier », au sens donné au terme *audit committee financial expert* dans les règles de la SEC applicables.

Aucun membre ne peut être un dirigeant ou un employé d'AltaGas, d'une filiale d'AltaGas ou d'un membre du même groupe qu'AltaGas.

Chaque membre demeure en fonction jusqu'à sa démission ou son remplacement, selon la première de ces éventualités. Tout membre peut être révoqué ou remplacé à tout moment par le conseil et cesse d'être membre dès qu'il cesse d'être administrateur de la Société. Toute vacance au comité d'audit est comblée par le conseil selon les recommandations du comité de gouvernance, pour autant que le candidat proposé respecte les critères indiqués ci-dessus (et soit un « expert financier », si besoin est). Pourvu que le comité compte trois membres, dont un « expert financier » au besoin, il peut poursuivre ses activités même en cas de vacance. Avant de nommer un membre au comité, le conseil tient compte du nombre d'autres comités d'audit où le candidat proposé siège.

Le secrétaire général d'AltaGas est le secrétaire du comité, sauf décision contraire du comité.

III. RÉUNIONS

Le comité doit se réunir au moins quatre fois par année aux dates, heures et endroits qu'indique son président ou dès qu'une réunion est demandée par un membre, par le conseil ou par un dirigeant de la Société. Un préavis d'au moins vingt-

quatre (24) heures de chaque réunion ainsi qu'un exemplaire de l'ordre du jour proposé doivent être donnés à chaque membre. Les membres peuvent renoncer à l'avis d'une réunion de quelque manière que ce soit, notamment par leur présence à la réunion. Les membres de la direction de la Société, d'une filiale de la Société ou d'un membre du groupe de la Société doivent assister aux réunions dès qu'un membre le demande. Le comité a le droit de déterminer qui sera présent à quelque moment que ce soit pendant une de ses réunions.

Une réunion du comité est dûment convoquée si la majorité des membres sont présents. Les membres peuvent participer à une réunion du comité au moyen de communications téléphoniques, électroniques ou autres permettant à toutes les personnes participant à la réunion de communiquer adéquatement entre elles, et un membre participant à une telle réunion par de tels moyens est réputé être présent à cette réunion.

En l'absence du président du comité, les membres peuvent choisir l'un d'entre eux pour présider la réunion.

L'auditeur externe doit recevoir un avis de toutes les réunions du comité et avoir la possibilité d'assister à chaque réunion portant sur la présentation de l'information financière.

Le comité se réunit à huis clos sans la direction, notamment avec les auditeurs internes et externes, selon ce que les membres jugent opportun.

Le secrétaire général de la Société ou une personne désignée par le secrétaire général, avec l'accord du président du comité, tient le procès-verbal de toutes les réunions du comité.

IV. FONCTIONS ET RESPONSABILITÉS DU PRÉSIDENT

Le président du comité est responsable de ce qui suit :

1. assurer la direction du comité et aider le comité à revoir et surveiller ses responsabilités;
2. collaborer avec la direction à l'établissement des ordres du jour;
3. voir à ce que le comité détienne, dans la mesure du possible, toute l'information nécessaire à l'accomplissement de ses fonctions et responsabilités;
4. présider les réunions et voir à leur déroulement efficace et ordonné;
5. signaler au comité toute question relative aux finances, à la comptabilité ou à un cas de détournement portée à sa connaissance;
6. faciliter le partage d'information avec les autres comités du conseil, au besoin, au sujet des questions d'intérêt commun;
7. faire part au conseil des activités, des décisions et des recommandations du comité après chaque réunion.

V. FONCTIONS ET RESPONSABILITÉS DU COMITÉ

Le comité se voit par les présentes déléguer par le conseil, conformément à la Loi canadienne sur les sociétés par actions, aux statuts et au règlement administratif de la Société et à la réglementation des autorités compétentes le pouvoir de s'acquitter des fonctions suivantes :

Présentation de l'information financière et communications publiques

1. Approuver et recommander au conseil les états financiers consolidés annuels, y compris le rapport de gestion et le communiqué contenant les résultats financiers annuels.

2. Approuver ou recommander au conseil d'approuver les états financiers consolidés intermédiaires, y compris le rapport de gestion et le communiqué de presse contenant les résultats financiers intermédiaires (à condition que toute déclaration de dividendes intégrée dans le communiqué ait été approuvée par le conseil).
3. Examiner l'analyse faite par la direction et l'auditeur externe de l'information financière produite à l'occasion de l'établissement des états financiers consolidés.
4. Approuver l'information financière et les questions financières connexes figurant dans les documents publics, y compris l'information sur les états financiers audités et non audités ainsi que la nomination, les services ou les honoraires de l'auditeur externe, notamment l'information contenue dans les prospectus, les notices annuelles et les circulaires de sollicitation de procurations.
5. S'assurer que sont en place des mécanismes adéquats qui permettent l'examen de l'information financière communiquée au public et revoir périodiquement la validité de ces mécanismes.
6. Approuver toute modification importante des principes et procédures comptables de la Société.
7. Examiner les rapports des auditeurs et du comité d'audit ou du conseil d'administration des filiales qui produisent des états financiers audités en ce qui a trait à l'information financière de ces filiales.

Auditeurs externes

8. Chaque année, approuver et recommander au conseil la nomination de l'auditeur externe, sous réserve de l'approbation des actionnaires.
9. Approuver et recommander au conseil la reconduction ou la fin du mandat de l'auditeur externe de la Société.
10. Approuver la lettre de mission annuelle de l'auditeur externe, notamment les honoraires d'audit proposés à payer à l'égard de la Société et de ses filiales.
11. Examiner et approuver au préalable tous les services non liés à l'audit que l'auditeur externe fournira à la Société et à ses filiales.
12. Approuver les politiques de la Société concernant l'embauche des associés et employés actuels et anciens des auditeurs externes.
13. Examiner l'expérience et les compétences de l'équipe d'audit et évaluer le rendement et l'efficacité de l'auditeur externe dans la prestation de ses services.
14. Examiner le rapport portant sur l'indépendance de l'auditeur rédigé par l'auditeur externe chaque année, rapport qui doit délimiter les liens entre l'auditeur externe et la Société ainsi que ses filiales, et établir si l'auditeur est indépendant.
15. Examiner et approuver au préalable les plans d'audit de l'auditeur externe (et leurs modifications) et établir leur compatibilité avec le plan d'audit interne.
16. Superviser le travail de l'auditeur externe dans l'établissement de son rapport, notamment résoudre tout désaccord entre la direction et les auditeurs portant sur la communication de l'information financière.
17. Examiner d'autres rapports de l'auditeur externe, au besoin.
18. Rencontrer régulièrement l'auditeur externe en l'absence de la direction pour discuter de questions d'intérêt, notamment des questions que l'auditeur externe recommande de porter à l'attention du comité ou du conseil.

Auditeur interne

19. Examiner les responsabilités, le budget et le personnel de la fonction d'audit interne de la Société.
20. Approuver les règles d'audit interne et le plan d'audit interne de même que les modifications qui y sont apportées.
21. Évaluer le rendement et l'efficacité de la fonction d'audit interne et participer à la planification de la relève du chef de l'audit interne.

22. Examiner les rapports établis périodiquement par le chef de l'audit interne sur les activités d'audit interne, concernant notamment tout désaccord important entre l'auditeur interne et les membres de la direction.
23. Recevoir les résumés de rapports importants destinés à la direction et établis par les auditeurs internes ainsi que les réponses de la direction (ou les rapports complets, sur demande).
24. Rencontrer régulièrement l'auditeur interne en l'absence de la direction pour discuter de questions d'intérêt, notamment des questions que l'auditeur interne recommande de porter à l'attention du conseil.

Contrôles internes sur l'information financière et contrôles de la communication de l'information

25. Examiner le caractère adéquat et l'efficacité des politiques et des procédures en matière de comptabilité et de contrôle interne, notamment le contrôle interne de la communication de l'information financière, au moyen de demandes de renseignements et de discussions avec l'auditeur externe, les membres de la direction et l'auditeur interne, notamment en ce qui a trait à la capacité des plans d'audit interne et externe de repérer les faiblesses dans les politiques de contrôle interne, la fraude et d'autres actes illégaux.
26. Vérifier l'efficacité des procédures relatives à la réception, à la conservation et à la résolution des plaintes liées aux questions de comptabilité, de contrôles comptables internes ou d'audit, et examiner les plaintes soulevées par les employés et d'autres personnes concernant des questions de comptabilité, de contrôles comptables internes, de communication de l'information financière ou d'audit ou par ailleurs touchant des questions qui relèvent du mandat du comité.
27. Examiner les rapports périodiques de la direction sur le caractère adéquat et l'efficacité des politiques et des procédures de la Société relatives au contrôle de la communication de l'information.
28. Examiner avec la direction et l'auditeur externe les attestations et leurs rapports qu'ils doivent fournir dans les documents exigés par la SEC à propos des contrôles internes de la Société sur la communication de l'information financière et des mécanismes de contrôle et procédures de communication, la pertinence de ces mécanismes et toute mesure corrective prise pour remédier à des lacunes ou à des faiblesses importantes détectées dans le contrôle interne de la communication de l'information financière.

Gestion des risques

29. Chaque trimestre, examiner les procédures de gestion des risques d'entreprise (GRE) de la Société, y compris les procédures liées à l'identification des risques importants par la direction et aux méthodes d'analyse des risques.
30. Chaque trimestre, examiner les rapports de la direction sur l'exposition aux risques financiers, y compris le risque sur marchandises, le risque de contrepartie et le risque de crédit, ainsi que les procédures et les pratiques de la direction en matière d'atténuation des risques.
31. Examiner les rapports périodiques de la direction sur l'état des litiges, des réclamations et des éventualités importants.
32. Examiner les aspects financiers des opérations de la Société qui mettent en cause des personnes apparentées (à l'exception des filiales en propriété exclusive).
33. Chaque trimestre, examiner les rapports de la direction sur les questions de sécurité de l'information, notamment les processus de repérage et de gestion des risques et des processus liés aux données, à la cybersécurité et aux autres technologies de l'information en vue de l'élaboration de programmes et de pratiques en matière de sécurité des données, de formation et de conformité.
34. Examiner les programmes d'assurance de la Société.

Politiques et mandat

35. Approuver les principales politiques du code d'éthique commerciale relatives au mandat du comité.
36. Chaque année, revoir le mandat du comité et recommander des changements.

Régimes de retraite et avantages sociaux

37. Surveiller les aspects financiers des régimes de retraite et d'avantages sociaux dont la gestion et l'administration a été déléguée au comité sur la retraite et l'épargne (le « CRE ») de la direction.
38. Examiner, au moins une fois par an, les activités de gestion financière du CRE, y compris les niveaux de financement, les décisions d'investissement et les changements apportés aux hypothèses d'évaluation par le CRE.
39. Examiner les changements proposés aux régimes de retraite ou d'avantages sociaux qui pourraient avoir une incidence sur les questions financières touchant ces régimes et faire des recommandations au comité des ressources humaines et de la rémunération à cet égard.
40. Approuver l'information financière nécessaire au calcul des indicateurs financiers utilisés pour évaluer le rendement en vue de l'application des régimes de rémunération incitative et les fonds de financement en vue de l'application des régimes de rémunération, et faire rapport à cet égard au comité des ressources humaines et de la rémunération.

Autres

41. Examiner et approuver annuellement le choix de la dispense de compensation obligatoire pour les utilisateurs finaux, au sens de la loi intitulée *Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act*, par la Société et ses filiales, et la fourniture de garanties de swaps par la Société à l'une de ses filiales à l'occasion.
42. Examiner les critères de solvabilité et de liquidité utilisés pour justifier la déclaration de dividendes par la Société.
43. Examiner les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations découlant des mises hors service, remises en état et restaurations.
44. Se faire informer des nouveautés d'importance concernant les politiques fiscales, les mesures de planification fiscale et les cotisations ou audits fiscaux.
45. Examiner les mécanismes employés par la direction pour obtenir la certification prévue par la Loi sur les mesures de transparence dans le secteur extractif (Canada), le cas échéant.
46. Examiner ou approuver des recommandations, ou faire des recommandations à l'égard de toute autre question qui est jugée nécessaire ou utile dans l'exécution du mandat du comité ou que le conseil lui délègue.

VI. EXPERTS ET CONSEILLERS EXTERNES

Le comité est autorisé, lorsqu'il le juge nécessaire ou souhaitable, à se faire conseiller par un avocat indépendant, un expert externe ou tout autre conseiller, aux frais de la Société.

VII. FIABILITÉ

À moins d'avoir connaissance du contraire (ce qu'il doit signaler au conseil sans délai), chaque membre du comité est autorisé (i) à considérer comme intègres les personnes ou organismes qui lui donnent des renseignements, qu'ils soient liés à la Société ou non, (ii) à considérer comme exacts les renseignements financiers et autres renseignements que ces personnes ou ces organismes donnent au comité et (iii) à se fier aux déclarations faites par la direction et l'auditeur externe à l'égard des technologies de l'information, des services d'audit interne et des services qui ne sont pas liés à l'audit fournis par l'auditeur externe à la Société et à ses filiales.

VIII. CALENDRIER DU COMITÉ

Les principales activités du comité seront énoncées dans un calendrier annuel.

Approuvé par le conseil le 27 octobre 2021.